

Б.С. Рогальський

**КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.
МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ, СПОСОБИ ТА ТЕХНІЧНІ
ЗАСОБИ УПРАВЛІННЯ**

I частина

Міністерство освіти і науки України
Вінницький державний технічний університет

Б.С. Рогальський

**КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ. МЕТОДИ
РОЗРАХУНКУ, СПОСОБИ ТА ТЕХНІЧНІ ЗАСОБИ УПРАВЛІННЯ**
I частина

Затверджено Ученою радою Вінницького державного технічного університету як навчальний посібник для студентів спеціальностей «Електротехнічні системи електроспоживання» та «Енергетичний менеджмент». Протокол № 3 від 24 жовтня 2002р.

Вінниця ВДТУ 2002

Рецензенти:

А.В. Праховнік, доктор технічних наук, професор

П.Д. Лежнюк, доктор технічних наук, професор

А.А. Видмиш, кандидат технічних наук, доцент

Рекомендовано до видання Ученою радою Вінницького державного технічного університету Міністерства освіти і науки України

Рогальський Б.С.

P59 Компенсація реактивної потужності. Методи розрахунку, способи та технічні засоби управління. І частина. Навчальний посібник. - Вінниця: ВДТУ, 2002.-119 с.

В навчальному посібнику представлені результати досліджень методів розрахунку оптимальної компенсації реактивної потужності в електричних мережах споживачів та енергосистем і системи взаєморозрахунків за реактивну енергію.

Посібник призначений для студентів електроенергетичних спеціальностей (при вивченні дисциплін електропостачання, спец. питання електропостачання і електричні системи та мережі, виконанні курсових і дипломних проектів). Може бути корисний аспірантам, науковим співробітникам і спеціалістам промислових підприємств та проектних організацій.

Вступ	6
Розділ I Стан компенсації реактивної потужності в електричних мережах енергосистем і споживачів.....	9
1.1 Методи розрахунку компенсації реактивної потужності.....	9
1.2 Способи і технічні засоби керування компенсуючими установками..	16
1.3 Системи і шкали взаєморозрахунків за компенсацію реактивної потужності.....	20
1.4 Вимоги до компенсації реактивної потужності.....	24
Розділ II Методи і моделі поетапного розрахунку компенсації реактивної потужності.....	29
2.1 Постановка задачі.....	29
2.2 Врахування постійної складової затрат при розрахунках КРП.....	31
2.3 Про визначення питомої вартості втрат потужності і енергії в електричних мережах.....	37
2.4 Визначення вхідної реактивної потужності для мереж підсистеми методом “граничних затрат” (економічна задача).....	38
2.5 Критерії оцінки оптимальності поточкорозподілу в електричних мережах.....	42
2.6 Методи коригування економічної задачі.....	44
2.7 Критерії допустимості спрощеного (пропорційного) розподілу компенсуючих установок в електричних мережах.....	48
2.8 Метод визначення вхідних реактивних потужностей на вводах навантажувальних вузлів підсистеми (балансова задача).....	51
2.9 Методи і моделі коригування балансової задачі при невиконанні технічних обмежень з врахуванням відсітності в деяких вузлах КУ і управління ними.....	54

2.10 Методи визначення вхідної реактивної потужності з позиції окремого підприємства.....	58
2.11 Оптимізація розміщення КУ в мережах споживачів (балансові задачі).....	67
2.12 Особливості розрахунку КРП і управління КУ в мережах нерудних кар'єрів.....	74
2.13 Оцінка ефективності похибки розрахунків компенсації.....	79
Розділ III Розробка основних положень системи взаєморозрахунків за КРП.....	97
Список використаних джерел.....	108

Список скорочень

- ЕС – енергетична ситема
- КРП – компенсація реактивної потужності
- ВРП – вхідна реактивна потужність
- БК – батарея конденсаторів
- СД – синхронний двигун
- СГ – синхронний генератор
- СК – синхронний компенсатор
- КУ – компенсувальна установка
- НБК – низьковольтна батарея конденсаторів
- ВБК – високовольтна батарея конденсаторів
- ГПП – головна понижувальна підстанція
- ЦРП – центральний розподільчий пристрій
- ТП – трансформаторна підстанція
- РТ – розподільчий трансформатор
- РУ – розподільча установка
- РП – розподільчий пристрій
- ЕОМ – електронно-обчислювальна машина
- ПЕОМ – персональна електронно-обчислювальна машина
- КРН – компенсація реактивних навантажень
- РПН – регулювання під напругою
- ЛЕП – лінія електропередач

Вступ

В електричних мережах енергосистем (ЕС) і споживачів втрати електроенергії за даними Міненерго України складають в середньому 20%. Це у 2,5-3 рази більше порівняно з країнами Заходу. Вони зумовлені в основному недостатнім рівнем компенсації реактивної потужності (КРП), неоднорідністю електричних мереж і неефективністю роботи засобів регулювання напруги, нерівномірністю добових графіків навантажень, відсутністю засобів оптимального (за критерієм мінімальних втрат) управління компенсуючими установками, а також ефективної системи взаєморозрахунків за реактивну енергію, яка б стимулювала впровадження у виробництво оптимальної компенсації реактивної потужності в електричних мережах ЕС і споживачів.

Відомі методи розрахунку КРП не враховують ряду факторів, які суттєво впливають на результати розрахунків (допускається пропорційний розподіл компенсувальних установок в мережах споживачів, не враховується або враховується наближено постійна складова затрат при визначенні вхідної реактивної потужності (ВРП), в розрахунках використовуються усереднені вартості батарей конденсаторів (БК) без врахування їх типу, роду установки, призначення і способу управління та ін., що призводить до заниження ступеню КРП, не передбачається визначення ВРП з позиції окремого споживача і т.ін.). Більшість із розглянутих методів призначені для замкнених мереж, відрізняються складністю і недоступністю для персоналу енергосистем та споживачів і тому не знайшли широкого застосування в проектній і експлуатаційній практиці.

Аналіз показав, що для управління БК застосовуються в основному пристрої локальної дії, а управління збудженням синхронних двигунів

практично не здійснюється. Всі вони не відповідають сучасним вимогам щодо керування і енергозбереження. Практично не використовується оптимальне (за критерієм мінімальних втрат) керування БК і СД, значна їх частина не оснащена засобами керування. Через ці та інші причини не реалізуються можливості додаткового зниження втрат електроенергії в електричних мережах.

Загальним недоліком відомих методів і шкал взаєморозрахунків за компенсацію є наближене врахування віддаленості споживачів від джерел живлення, неврахування вірогідного характеру реактивних навантажень і можливостей регуляторів (в основному дискретної дії) та інтересів споживачів, недостатній стимулюючий вплив на споживачів і т.ін.

В посібнику викладаються методи поетапного розрахунку КРП. Зокрема, для розв'язання економічної задачі запропоновано метод "граничних затрат", який відрізняється від відомих структурою цільової функції (без окремого виділення постійної складової затрат, яка враховується вектором питомих затрат на генерацію реактивної потужності (РП) по окремих вузлах), відносно простотою (відсутні обернені матриці) і підвищеною точністю розрахунків (тільки застосування нової шкали питомої вартості БК дозволяє зменшити похибку розрахунків до 40 %). Метод коригування економічної задачі за кривими $\Delta Z = f(\Psi_0, \Delta \Psi_{\text{зд}})$ дозволяє обґрунтувати більш високий ступінь РКРП і підвищити її енергоефективність, його можна розглядати як спосіб врахування постійної складової затрат на передачу РП по мережах підсистеми. Обґрунтовується критерій допустимості спрощеного розподілу компенсуючих установок в мережах підсистеми і споживачів, який дозволяє за певних умов зменшити об'єм обчислювальної роботи або обґрунтувати застосування оптимізаційних методів. Методи і моделі вирішення та коригування балансової задачі компенсації враховують відсутність в деяких вузлах КУ (через їх дефіцит, умови навколишнього

середовища, техніку безпеки та ін.). Викладається метод визначення ВРП з позиції окремого споживача, який дає можливість визначити ефективність КРП в його мережах; уточнити ВРП, яку визначила і задала ЕС; збалансувати інтереси ЕС та споживачів. Поетапне вирішення економічної і балансової задач КРП за критеріями, відповідно, мінімальних приведених затрат та втрат спрощує розрахункові методи і в той же час підвищує їх точність (шляхом коригування отриманих рішень), що створює передумови для оптимального керування КУ.

Для отримання найбільшого ефекту від КРП необхідне застосування оптимального (за критерієм мінімальних втрат) керування КУ. В посібнику викладаються способи, пристрої та системи керування БК і СД, які дозволяють виконувати вимоги енергосистеми щодо споживання РП із її мережі, здійснювати мінімізацію втрат в мережах споживачів і підтримувати рівні напруги у вузлах в допустимих межах.

З метою комплексного вирішення проблеми компенсації запропонована система взаєморозрахунків за споживання та генерацію реактивної енергії, яка відрізняється від чинної методики розрахунків плати за реактивну енергію наявністю механізму збалансування інтересів ЕС і споживачів, можливістю визначення взаємопов'язаних значень ВРП, що створює передумови для оптимізації перетоків РП в мережах енергосистеми, більшою точністю розрахунків (за рахунок вилучення подвійної оплати реактивної енергії і уточнення тарифу на активну енергію та області його застосування), врахуванням вірогідної природи РП і можливостей регуляторів дискретного керування (шляхом встановлення зони нечутливості для ВРП). В цілому запропонована система, порівняно з чинною, більш ефективно стимулює впровадження оптимальної КРП в мережах споживачів.

Навчальний посібник розрахований на працівників проектних і наукових організацій, енергослужб підприємств, а також на студентів, які

вивчають дисципліни „Електропостачання”, „Енергозбереження” і „Спецрозділи електропостачання”. Автор виражає подяку коректору Франко Ю.І. і інженеру кафедри ЕСЕС Войтюку Ю.П. за підготовку посібника до друку.

Розділ I Стан компенсації реактивної потужності в електричних мережах енергосистем і споживачів

Стан проблеми КРП визначається досягнутим рівнем компенсації реактивних навантажень в електричних мережах та її методичним і технічним забезпеченням, наявністю ефективної системи стимулювання впровадження оптимальної КРП у виробництво. Зазначений у вступі високий рівень втрат в електричних мережах ЕС і споживачів (20%) свідчить в першу чергу про недостатній ступінь компенсації реактивних навантажень. Оптимізація недокомпенсованих перетоків реактивної потужності взагалі не здійснюється (через відсутність відповідних технічних засобів керування). Стан методичного і технічного забезпечення компенсації, системи та шкали стимулювання впровадження її у виробництво викладаються в даному розділі. (Сучасні способи і технічні засоби управління КУ подані в 2 частині посібника)

1.1 Методи розрахунку компенсації реактивної потужності

Проблемі компенсації реактивної потужності присвячено велику кількість наукових праць в нашій країні і за кордоном, що пояснюється значним техніко-економічним ефектом при її впровадженні в електричних мережах споживачів і енергосистем. Проведений аналіз відомих методів розрахунку КРП дозволив класифікувати їх за різними ознаками (табл.1.1).

Із зазначених в таблиці 1 методів зупинимось коротко на нормативних, які рекомендуються для всіх підприємств і організацій незалежно від їх відомчої приналежності.

Відповідно з [1, 3] виконується системний розрахунок КРП (з врахуванням мереж енергосистем і споживачів), результати якого представляються в мережах енергосистем у вигляді оптимальних потужностей і місць розміщення КУ, а в мережах споживачів - у вигляді таких величин: економічних значень реактивної енергії W_{Qe} і (або) потужності Q_e , які споживаються в години великих навантажень із мережі енергосистеми; технічних меж споживання реактивної потужності $Q_{ст}$ і (або) енергії $W_{Qст}$ в години великих навантажень енергосистеми і генерації реактивної потужності Q_r і (або) реактивної енергії W_{Qr} в години малих навантажень електричної мережі; граничних значень реактивної потужності або реактивної енергії за місяць, яка генерується в мережу енергосистеми в години її великих навантажень і примусово споживається в години її малих навантажень.

Основою для розрахунків величин Q_e і W_{Qe} є значення коефіцієнта реактивної потужності $\text{tg}\varphi_e^{\text{сп.макс}}$, який в свою чергу визначається двома методами (нормативним і оптимізаційним). При визначенні економічних значень вхідної реактивної потужності і енергії за нормативним методом використовуються базові коефіцієнти реактивної потужності, які відповідають середнім умовам передавання реактивної потужності по електричних мережах відповідної напруги (35÷330 кВ). Оптимізаційний метод полягає в застосуванні програм розрахунку робочих режимів електричних мереж в години їх великих і малих навантажень та вибору оптимальних значень коефіцієнтів РП у споживачів, які живляться від різних вузлів мережі. Методика розрахунку робочих режимів і вибору економічних значень коефіцієнтів реактивної потужності в роботах [1-3] не приводиться.

Таблиця 1.1 - Класифікація відомих методів розрахунку КРП

Ознака класифікації	Назва методу
1. За призначенням	Для мереж: основних (енергосистеми), розподільчих (енергосистеми), споживачів.
2. За використаним підходом	З використанням або без використання системного і комплексного підходів.
3. За критерієм оптимізації	Мінімум приведених затрат; мінімум втрат потужності і електроенергії; допустимі рівні напруги у вузлах
4. За кількістю критеріїв	Однокритеріальні. Багатокритеріальні
5. За постановкою задачі	Економічна. Балансова. Проектна. Експлуатаційна (або задача управління)
6. За структурою електричних мереж	Для мереж: замкнених і розімкнених.
7. За видом навантажень, що використовуються в розрахунках	Максимальні (розрахункові), середні.
8. За використанням математичного апарату або особливого підходу в розрахунках КРП	Методи: покоординатного спуску [4], нелінійного і квадратичного програмування [5], матрично - обчислювальний [6], градієнтний [7], потенціалів затрат [8, 9], критеріальний [10], послідовного еквівалентування [11], нормованих функцій [12] та ін.
9. За вимогами до використання в проектній практиці	Нормативні (офіційні) [1-3], ненормативні [4-12, 14-19].

В обох методах не враховуються деякі додаткові фактори, які впливають на величини вхідної реактивної потужності:

- зниження потужності силових трансформаторів і ЛЕП або збільшення їх пропускної спроможності і віддалення строків їх реконструкції;
- зниження втрат електроенергії в мережах напругою до 1000 В (на більшості підприємств основна доля втрат припадає на ці мережі);
- застосування дешевих некомплектних БК, які підключаються на затискувачі потужних електроприймачів з тривалим циклом роботи і не вимагають регулювальної та комутаційної апаратури і ін.

При визначенні Q_{ei} не враховано, що на багатьох підприємствах широко використовуються синхронні двигуни (СД) середньої і великої потужності, які в тій чи іншій мірі впливають на формування величини P_{max} . В той же час синхронні двигуни є джерелами реактивної потужності. Неврахування цього фактору може призвести до значного завищення вхідної реактивної потужності. В цілому методика значно ускладнилась порівняно з методикою 1982 р. (як за кількістю параметрів, що визначаються, так і за алгоритмом розв'язання задачі).

Для вибору і розміщення КУ в мережах промислових підприємств призначені "Указания по проектированию компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий" [13]. Основою для проектування компенсації реактивної потужності є задані енергосистемою економічні і технічні значення вхідної реактивної потужності.

Зазначена вище методика [13] замінила "Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях" [20] і має ряд переваг: вперше охоплені всі види мереж (загального призначення та із специфічними навантаженнями); визначення потужності низьковольтних БК здійснюється за умовами зниження кількості цехових трансформаторів та зниження втрат в мережах 6(10) кВ і трансформаторах; методика

максимально спрощена (використовуються таблиці та графіки). До недоліків слід віднести:

- в методиці передбачений пропорційний розподіл сумарної потужності НБК серед цехових трансформаторів і ВБК серед РП 6 або 10 кВ, що суперечить умові енергозбереження;

- при визначенні потужності батарей конденсаторів не враховується ефект від зниження потужності трансформаторів ГПП, цехових ТП (у випадках 1-2 ТП на цех) і мереж, що призводить до заниження ступеню компенсації реактивних навантажень в електричних мережах підприємств і енергосистем;

- нормативний метод не передбачає визначення вхідної реактивної потужності з позиції окремого підприємства і оцінки реальної ефективності КРП;

- врахування ефекту від зменшення кількості цехових трансформаторів актуальне лише для великих підприємств, для більшості підприємств (середніх і невеликих) більш важливим є зменшення їх потужності і тому врахування даного фактора має дещо звужену область застосування;

- в розрахунках використовуються усереднені питомі вартості високовольтних і низьковольтних БК без врахування їх типу, призначення, роду установки і наявності управління в тому чи іншому вузлі, що призводить до збільшення похибки розрахунків;

- в методиці визначається максимальна реактивна потужність, яку можна передавати через всі трансформатори (за технічними умовами) без врахування економічної доцільності такого передавання, що вносить певну похибку в розрахунки.

Серед ненормативних методів найбільший інтерес представляє метод, який дозволяє оптимізувати розміщення дискретних потужностей конденсаторних батарей за мінімумом приведених затрат з врахуванням обмежень за режимом напруги [12].

Суттєвою перевагою даного методу є те, що враховується дискретність потужності і вартості комплектних БК і запропонований механізм контролю рівнів напруги у вузлах в процесі розрахунків. В результаті підвищується точність розрахунків і забезпечується якість напруги у вузлах.

До недоліків методу слід віднести:

- затрати на передавання реактивної потужності (по основних мережах енергосистеми) в i -й вузол розподільчої мережі визначаються за наближеними (усередненими) коефіцієнтами Z_{1c} і Z_{2c} ;

- при визначенні значень потужності і місць розміщення БК в розподільчих мережах не враховується можливість зниження потужності РТ і мереж або віддалення строків їх реконструкції, що знижує ступінь КРП в розподільчих мережах;

- в розглянутому методі не враховується можливість застосування дешевих некомплектних БК, приєднаних на затискувачі електроприймачів (індивідуальної компенсації) або включених в схему автоматичного управління технологічним процесом (наприклад, поточно-транспортними системами), що знижує потужності КУ у вузлах;

Всі інші ненормативні методи [4-11, 14-19] в основному призначені для замкнених мереж. Їх перевагою є можливість повної формалізації розв'язання задачі і в зв'язку з цим відносно легкого програмування на ЕОМ. В той же час розв'язання задач КРП для замкнених мереж відрізняється значною трудомісткістю, яка зумовлена великим об'ємом задачі та обмеженими можливостями ЕОМ, а також формуванням матриці вузлових активних опорів, рішенням системи рівнянь і в подальшому виключенням вузлів, в яких установка КУ виявилась недоцільною. Використання для цієї мети матриці вузлових провідностей [16] підвищує ефективність обчислювального процесу, однак, через свою складність і трудомісткість широкого застосування для вирішення практичних задач

електроенергетики ці методи не знайшли. До того ж цим методам притаманні, в основному, ті ж самі недоліки, які зазначені вище.

Таким чином, не дивлячись на значну кількість наукових робіт з проблеми КРП, ряд питань методичного забезпечення у світлі нових вимог до КРП (після введення закону України "Про енергозбереження", розробки нової системи розрахунків за споживанням РП) вимагають подальшої розробки і удосконалення.

В [77] показано, що рівні напруги на затискувачах кар'єрних електроприймачів в нормальному і пусковому режимах в більшості випадків протягом доби виходять за допустимі межі. Кар'єрні мережі і трансформатори працюють в режимі підвищених втрат енергії і напруги. Причини такого стану наступні:

- в кар'єрних мережах практично не використовуються компенсувальні установки (в кращому випадку нерегульовані БК установлюють на кар'єрних підстанціях або РП 6(10).кВ);

- при наявності синхронних мережних двигунів на екскаваторах, їх використання для КРП пов'язане з деякими труднощами (генерація не завжди збігається із споживанням РП, можлива значна недокомпенсація і перекомпенсація, виключається можливість оптимізації поточкорозподілу РП);

- практично не використовується для нормалізації рівнів напруги і зменшення затрат на електроенергію такий важливий засіб, як вирівнювання добових графіків електричних навантажень кар'єрних підстанцій;

- при проектуванні і в умовах експлуатації рівні напруги в кар'єрних мережах визначаються без врахування зміни їх параметрів в процесі відпрацювання родовищ;

- пускові опори гірничих машин до 1000 В визначаються за умови необмеженої потужності мережі живлення, в умовах експлуатації не

враховується вплив на пуск електричної мережі і величина пускового опору відповідно не коригується.

В кар'єрних мережах для освітлення гірничих виробок часто застосовуються ксенонові газорозрядні лампи потужністю від 10 до 50 кВт, що є причиною виникнення в них несиметрії напруги і струмів.

1.2 Способи і технічні засоби керування компенсувальними установками

Необхідність в автоматичному управлінні компенсувальними установками зумовлена такими причинами:

в переважній більшості добові графіки реактивних навантажень у вузлах електричних мереж споживачів та енергосистем є нерівномірними (відповідно із зміною реактивних навантажень необхідно змінювати і потужність КУ, що дає можливість уникнути періодів перекомпенсації і збільшення втрат електроенергії);

необхідність у споживачів виконувати вимоги енергосистеми до споживання реактивної потужності і енергії із її мережі в характерні режими її електроспоживання (зони пік, мінімальних навантажень та позапікові) з метою зменшення плати за реактивну потужність і енергію;

цілком обгрунтоване намагання споживачів виконувати вимоги енергосистеми при найменших втратах від передавання недокомпенсованої реактивної потужності в їх мережах (шляхом їх мінімізації за допомогою спеціальних систем і пристроїв оптимального управління КУ);

в позапікові періоди електроспоживання, коли ЕС не регламентує споживання РП і енергії із її мережі, споживачам доцільно використовувати наявні КУ для максимально можливого зниження втрат в їх мережах (при $\Psi=0$ і $a=1$).

На основі аналізу режимів електроспоживання РП на промислових підприємствах, вимог енергосистеми до споживання реактивної

потужності із її мережі і споживачів до компенсації реактивної потужності в їх мережах, викладених вище причин, які зумовлюють необхідність застосування автоматичного управління КУ, діючих нормативних документів з КРП, сформульовані принципи оптимального автоматичного управління компенсувальними установками і вимоги до технічних засобів, що створюються:

- виконання вимог енергосистеми до споживання реактивної потужності із її мережі;
- забезпечення мінімуму втрат електроенергії в мережах споживачів у всіх можливих режимах добового електроспоживання;
- забезпечення рівнів напруги в допустимих межах;
- максимальне використання діючих КУ в періоди, коли енергосистема не регламентує споживання реактивної потужності і енергії із її мережі (наприклад, в періоди позапикового електроспоживання та ін.);
- забезпечення контролю фактичної вхідної реактивної потужності на вводах підприємства і окремих вузлів його мережі;
- визначення і задавання оптимальних значень уставок вхідної реактивної потужності на вводах підприємства та окремих вузлах для характерних добових режимів електроспоживання і забезпечення можливості їх автоматичного перемикавання при зміні цих режимів;
- забезпечення індикації на інформаційному табло поточного значення вхідної реактивної потужності, поточного часу доби, проходження сигналу від лічильників-датчиків до системи, наявності напруги джерела живлення;
- забезпечення роботи в автоматичному, диспетчерському і місцевому режимах.

В табл. 1.2 наведені відомі пристрої і системи управління КУ [21-40] та їх класифікація. Загальними недоліками відомих пристроїв та систем локального і централізованого управління КУ, представлених в таблиці 1.2 є такі:

- не забезпечується виконання вимог ЕС щодо споживання реактивної потужності із її мережі;
- не вирішується задача мінімізації втрат в електричних мережах;
- відсутній контроль ВРП на вводах підприємства і вузлів;
- не враховується наявність трансформаторів з РПН;
- не визначаються уставки ВРП з позиції споживача з врахуванням використання для компенсації СД;
- не враховуються втрати в лініях, які живлять СД;
- не враховується порушення умови оптимальності управління при зміні кількості ввімкнених в роботу КУ.

Таблиця 1.2 - Відомі технічні засоби управління КУ і їх класифікація

Тип технічних засобів управління	Принципи, параметри і моделі управління	Характеристика систем управління
ВАКО [22-24]	За відхиленням; I; $Q_k(t) = f[\Delta I(t)]$	Замкнена, із зворотним зв'язком, локальної дії.
АРКОН [33, 34]	За відхиленням і збуренню; I і U; За відхиленням; I $Q_k(t) = f[\Delta I(t), U(t)]$ За збуренням; U; $Q_k(t) = f[U(t)]$	Замкнена, комбінована, із зворотними головним і компенсаційним зв'язками, локальної дії. Розімкнена, локальної дії
Регулятори фірми VEB	За відхиленням; I_p ; $Q_k(t) = f[\Delta I_p(t)]$	Замкнена, із зворотним зв'язком, локальної дії.
На основі програмного електрогодинника	За часом доби; $Q_k(t) = f[Q_e(t)]$	Розімкнена, централізованого управління

Продовження таблиці 1.2

<p>Регулятори фірми NOKIA</p>	<p>За відхиленням; Q; $Q_k(t) = f[\Delta Q(t)]$</p>	<p>Замкнена, із зворотним зв'язком, локальної дії</p>
<p>Управління РП підприємства за допомогою групи СД [36-39]</p>	<p>За відхиленням; Q; $Q_k(t) = f[\Delta Q(t)]$</p>	<p>Замкнена, із зворотним зв'язком, централізованого управління</p>
<p>Системи диспетчерського управління на основі ЦТ-5000, ИИСЭ. – I, II, III, IV.</p>	<p>За відхиленням; Q; $Q_k(t) = f[\Delta Q(t)]$</p>	<p>Централізованого управління (зворотний зв'язок через диспетчера).</p>
<p>Місцеві схеми управління [41, 42]</p>	<p>За відхиленням; $\cos \varphi$; $Q_k(t) = f[\Delta \cos \varphi(t)]$ Сумісне управління з виробничими механізмами;</p>	<p>Замкнена, із зворотним зв'язком, локальної дії централізованого або локального управління</p>
<p>Регулятор Б-2201 [35]</p>	<p>За відхиленням і задаючій дії; Q і I_n; $Q_k(t) = f[\Delta Q(t), Q_e(I_n(t))]$</p>	<p>Замкнена, комбінована, із зворотними головним і компенсаційним зв'язками, локальної дії</p>
<p>Регулятор коефіцієнта потужності РКМ-1[43]</p>	<p>За відхиленням : $\cos \varphi$; [Q і I_n]; $Q_k(t) = f[\Delta \cos \varphi(t)]$</p>	<p>Замкнена, із зворотним зв'язком, локальної дії</p>

Продовження таблиці 1.2

<p>Регулятор коефіцієнта потужності РКП 12-2(600)[44]</p>	<p>За відхиленням : $\cos \varphi_i$; $Q_k(t) = f[\Delta \cos \varphi(t)]$</p>	<p>Замкнена, комбінована, із зворотними головним і компенсаційним зв'язками, локальної дії</p>
---	--	--

Проведений аналіз відомих способів і пристроїв управління компенсувальними установками показав, що: - в даний час відсутні способи та системи, які повною мірою відповідають сформульованим вище вимогам і вимогам енергозбереження; - нові способи і пристрої, які розробляються, повинні ґрунтуватись на використанні принципу комбінованого управління, який поєднує в собі принцип управління за відхиленням (підтримка $Q_{\text{ек}}(t)$, рівної Q_c) і принцип управління за збуренням (перемикання уставок в залежності від зміни характерного добового режиму електроспоживання). Для досягнення цих якостей необхідно розробити комплекс нових способів, програмних і технічних засобів оптимального управління компенсувальними установками, які б відповідали зазначеним вище вимогам та охоплювали всі можливі області їх використання.

1.3 Системи і шкали взаєморозрахунків за компенсацію реактивної потужності

Основна для діючих електричних мереж енергозберігаюча технологія полягає в застосуванні пристроїв компенсації реактивної потужності. Тому вимоги до зниження споживання реактивної потужності споживачами ставились практично з моменту організації енергосистем [45]. Порушення цих вимог призводило до більш високої оплати за електроенергію через застосування надбавок до тарифу на активну електроенергію.

Вимоги до споживання реактивної потужності і, відповідно до її компенсації, як нормативний документ, оформлялись у вигляді шкал або таблиць скидок і надбавок до тарифу на активну енергію чи тарифів на реактивну потужність і енергію. Основна їх мета - підвищення ступеню КРП і зниження втрат енергії та напруги. Як показав досвід, окрім стимулюючого фактора для споживачів, вимоги впливають також на розробку методів розрахунку КРП і способів управління КУ (компенсуючими установками).

Системи і шкали взаєморозрахунків за КРП, які діяли із 60-х років (1967, 1975, 1982, 1991 р.р.), відіграли свою позитивну роль в справі підвищення ступеню компенсації реактивних навантажень і зниження втрат в електричних мережах. Загальними недоліками цих систем і шкал є:

- наближене врахування віддаленості споживачів від джерел живлення;
- неврахування вірогідного характеру реактивних навантажень і можливостей регуляторів (в основному дискретної дії);
- ігнорування інтересів споживачів;
- відсутність чітко сформульованих вимог до КРП в мережах підприємств і ЕС;

- недостатня ефективність як стимулюючого фактора впровадження оптимальної КРП і управління КУ.

На Україні розроблена нова система оплати реактивної енергії [46], суть якої полягає в наступному. Сумарна плата за реактивні перетоки на межі розділення мереж енергосистеми і споживача визначається за формулою:

- для зонного обліку

$$\Pi = \sum_{i=1}^n (W_{p,спі} + kW_{p,ві}) D_i T_i C \quad (1.1)$$

для сумарного обліку

$$\Pi = (W_{p,сп} + kW_{p,в}) DTC \quad (1.2)$$

де i - номер зони добового графіка електричних навантажень ЕС; n - кількість таких зон; $W_{p,спі}$ - реактивна електроенергія, яка споживається абонентом в i -й зоні звітного інтервалу часу зверх межі, заданої ЕС, кВАр·г; $W_{p,ві}$ - реактивна електроенергія, яка видана абонентом в i -й зоні звітного інтервалу часу зверх межі, заданої ЕС, кВАр·г; k - коефіцієнт врахування додаткового збитку ЕС при надмірній генерації реактивної потужності установками абонента, відн. один. (експертна оцінка $k = 3.0$); D_i - значення економічного еквівалента реактивної потужності (ЕЕРП) для i -ї зони, кВт/кВАр; T_i - тариф на активну електроенергію в i -й зоні, грн/кВт·г; C - стимулюючий коефіцієнт, який залежить від досягнутого абонентом рівня оснащення його електричної мережі засобами КРМ; D - найбільше значення ЕЕРП; $W_{p,сп}$ - відповідно сумарна реактивна потужність, яка споживається абонентом із мережі ЕС або видається в її

мережу, кВАр-г; Т - тариф на активну електроенергію, який не залежить від зони добового графіка.

Запропонована Методика має ряд переваг порівняно з діючою системою тарифів на реактивну потужність і енергію: оплату реактивної енергії пропонується диференціювати в залежності від електричної віддаленості споживачів від електростанцій і інших джерел реактивної потужності, що більшою мірою повинно стимулювати установку пристроїв КРП в електричних мережах найбільш віддалених споживачів; суттєво спрощені кінцеві розрахункові формули, що полегшує їх засвоєння працівниками енергосистем і енергетичних служб споживачів; використання Методики повинно стимулювати застосування зонних тарифів на електроенергію, направлених на вирівнювання добових графіків електричних навантажень; передбачений стимулюючий коридор з врахуванням технологічних можливостей систем регулювання КУ (компенсувальних установок) і вірогідного характеру електроспоживання.

Разом з тим, Методика має суттєві недоліки:

1. Найбільш суперечливим положенням Методики є введення вимоги нульових перетоків реактивної потужності на межі розподілу мереж енергосистеми і споживачів:

- в умовах будь-якої економіки (тим більше ринкової) заходи по енергозбереженню вимагають економічного, технічного і, при необхідності, екологічного обґрунтування. Автори пропонують ввести цю вимогу на тій основі, що вона походить із теоретичних умов абсолютного мінімуму втрат активної електроенергії, зумовлених перетоками реактивних потужностей між енергосистемою і кожним абонентом. З точки зору інтересів енергосистеми це зрозуміло: нульові перетоки забезпечують нульові втрати в її мережах при нульових затратах з її

сторони. Щодо споживачів, то досягнення ними нульових перетоків вимагає від них ще більших інвестицій в засоби КРП і затрат на їх експлуатацію порівняно із значеннями перетоків економічно обґрунтованих;

- виникає невизначеність при задаванні вихідних даних з КРП для підприємств, що проектуються (нульові перетоки чи координація, адже в майбутньому передбачено вернутись до координації перетоків).

2. В Методиці порушені принципи комплексності та збалансованості фінансового заохочення за економію електроенергії і фінансового примушення до економії електроенергії і рівноправ'я енергопостачальних компаній і споживачів Закону України "Про енергозбереження":

- введення вимоги нульових перетоків на першому етапі зставляє споживачів розплачуватись за реактивну енергію більшою ціною порівняно з оплатою при введенні вимоги координації перетоків. Іншими словами споживачі на першому етапі повинні платити більше тому, що автори не доробили Методики, а енергосистема не готова до її впровадження;

- автори на стор. 10 [46] стверджують, що основна плата за реактивну потужність, яка визначається за формулами (1.1) і (1.2) (без коефіцієнта C) забезпечує для енергосистеми покриття її затрат на виробництво та передавання реактивної потужності і енергії споживачам. Це було б справедливо, якби тариф на активну електроенергію T не включав прибутку енергопостачальних організацій. Окрім того, тариф на активну енергію T включає затрати енергосистеми на виробництво і передавання реактивної енергії, тобто має місце подвійний рахунок (споживач два рази оплачує ці затрати та ще й з прибутком);

- в методиці не передбачена компенсація затрат споживачів на придбання і експлуатацію додаткових КУ (поверх того, що їм економічно

доцільно) та збитків при генерації РП в період максимуму і споживанні в період мінімуму навантажень ЕС.

3. Значення коефіцієнтів К і С не обгрунтовані.

4. В Методиці не порушуються питання КРП в мережах енергосистеми (власне споживання РП в мережах енергосистеми порівнюється із споживанням підприємствами). Проблеми КРП в мережах енергосистем і споживачів взаємопов'язані.

1.4 Вимоги до компенсації реактивної потужності (КРП)

Вимоги до компенсації реактивної потужності (методів її розрахунку і засобів управління компенсувальними установками, систем взаєморозрахунків за КРП) визначаються діючими нормативними документами: за системним розрахунком КРП [1, 3], проектуванням КРП в електричних мережах підприємств [13], ГОСТом на якість електроенергії [47], тарифами на активну і реактивну потужність [48], Законом України “Про енергозбереження” [49]. Введення в дію Закону “Про енергозбереження” (1995р.), розробка нової системи взаєморозрахунків за КРП [46] і нових підходів до розрахунку КРП викликає необхідність в уточненні та доповненні вимог щодо КРП в електричних мережах споживачів і енергосистем. Аналіз вищезгаданих нормативних документів і наукових розробок [4-12, 50-57] дозволяє сформулювати наступні вимоги щодо КРП:

1. Система взаєморозрахунків за КРП повинна відповідати вимогам і принципам закону України “Про енергозбереження”, зокрема принципам комплексності та збалансованості фінансового заохочення і примушення до економії електроенергії, а також принципу рівних прав поставників і споживачів;

2. Енергосистема з метою досягнення оптимізації потокорозподілення реактивної потужності в своїх мережах повинна визначати взаємопов'язані

економічні значення вхідної реактивної потужності і енергії на вводах споживачів та вузлів своїх мереж для характерних режимів її активних навантажень. При необхідності вона може визначати технічні межі споживання і генерації реактивної потужності споживачами електроенергії для згаданих вище режимів електроспоживання.

3. Система взаєморозрахунків повинна в максимально можливих межах враховувати інтереси енергосистеми, споживачів і загальнодержавні інтереси шляхом:

- визначення оптимальних економічних значень вхідної реактивної потужності і енергії на вводах споживачів та вузлів енергосистеми на основі системного підходу;

- визначення оптимальних економічних значень вхідної реактивної потужності і енергії (для періодів максимальних навантажень енергосистеми) з позиції окремих споживачів;

- врахування в розрахунках можливого зниження потужності трансформаторів і ЛЕП або віддалення строків їх реконструкції;

- відшкодування споживачами затрат енергосистеми на виробництво і передавання реактивної потужності до споживачів (причому із затрат повинні вилучатись прибуток і подвійне їх врахування, якщо в розрахунках використовуються тарифи на активну електроенергію);

- відшкодування енергосистемою збитків споживача при відключенні ним компенсувальних установок та споживання реактивної потужності в період її мінімальних навантажень і генерації реактивної потужності в мережу енергосистеми в період її максимальних навантажень;

- запровадження скидок на оплату за реактивну енергію з метою розподілу прибутку від реалізації зекономленої енергії (в мережах ЕС) при установленні КУ в мережах споживачів;

- створення фонду для фінансування заходів з енергозбереження (включаючи впровадження оптимальної КРП);

- будівництва підприємств з виготовлення КУ і засобів управління ними (за рахунок прибутку ЕС від оплати за реактивну потужність і енергію);

- врахування вірогідного характеру реактивних навантажень і можливостей технічних засобів управління компенсувальними установками, в основному дискретної дії;

- утворення фонду скидок на об'єктивній економічній основі (за рахунок частини прибутку, що одержує енергосистема при установці КУ в мережах споживачів);

4. В цілому система взаєморозрахунків за реактивну потужність і енергію повинна служити ефективним стимулом впровадження оптимальної КРП і оптимального управління КУ;

5. Метод визначення оптимальних значень вхідних реактивних потужностей повинен відрізнятися відносно простотою, враховувати конкретні особливості мереж і не поступатися за точністю відомим методам. Розрахунок КРП повинен відповідати економічному критерію (мінімуму приведених витрат) і технічним обмеженням щодо рівнів напруги ($U_{\min} \leq U \leq U_{\max}$), струмових навантажень ($I \leq I_{\text{дон}}$), величини потужності, що генерується КУ ($Q_{\min} \leq Q \leq Q_{\max}$), невід'ємності потужності ($Q_{\text{кв}} \geq 0$) і балансовій умові на вводах вузлів електричної мережі;

6. Технічні засоби управління компенсувальними установками повинні забезпечувати:

- вимоги енергосистеми до споживання реактивної потужності і енергії із її мережі;

- мінімум втрат потужності і енергії в електричних мережах у всіх можливих режимах електроспоживання реактивної потужності;

- в періоди позапікового електроспоживання енергосистеми (коли не регламентується споживання реактивної потужності із її мережі), а також в періоди максимуму енергосистеми максимальне використання діючих КУ для зниження втрат електроенергії (зниження ВРП навіть до нуля);

- виконання технічних обмежень (п.5).

Розробка нових систем взаєморозрахунків за КРП, методів розрахунку оптимальної КРП і технічних засобів управління КУ повинна здійснюватись у відповідності із викладеними вище вимогами.

Питання для самоперевірки

1. Сутність компенсації реактивної потужності (КРП).
2. Класифікація відомих методів розрахунку КРП.
3. Які недоліки притаманні відомим нормативним і ненормативним методам розрахунку КРП?
4. Недоліки і особливості КРП в кар'єрних мережах.
5. Якими причинами зумовлена необхідність в автоматичному управлінні компенсувальними установками (КУ)?
6. Класифікація відомих способів і технічних засобів управління КУ.
7. Недоліки відомих способів і технічних засобів управління КУ.
8. Принципи оптимального управління КУ.
9. Відомі системи і шкали взаєморозрахунків за КРП, їх переваги і недоліки.
10. Діюча система взаєморозрахунків за КРП, її переваги і недоліки.
11. Вимоги до компенсації реактивної потужності і управління компенсувальними установками.

Розділ II Методи і моделі поетапного розрахунку компенсації реактивної потужності

2.1 Постановка задачі

Задача розрахунку КРП має за мету знаходження такого її розв'язку, при якому забезпечується максимальний економічний ефект. Критерієм оптимального рішення є мінімум приведених затрат при виконанні відповідних технічних умов.

В цілому метод і алгоритм розрахунку КРП, що пропонуються, базуються на таких принципах, припущеннях і засадах:

1. В мережах 330/750 кВ потужність КУ визначається за умовою регулювання напруги і забезпечення стійкості роботи мереж, а в живлячих і розподільчих мережах 6 - 220 кВ виконується техніко-економічний розрахунок КРП.

2. Виходячи із системного підходу, а також з єдності топологічних структур живлячих і розподільчих мереж енергосистем та споживачів, і ієрархічного принципу їх побудови з метою спрощення розрахунків:

- мережі енергосистем і споживачів розбиваються на ряд деревовидних підсхем (підсистем) шляхом перетворення замкнених живлячих мереж в розімкнені [17, 58]. Для розподілу мереж використовуються стаціонарні точки секціонування, які виконуються з метою обмеження струмів короткого замикання, втрат потужності та напруги, і при їх відсутності - точки поточкорозподілу. В результаті кожна підсистема має одне основне джерело живлення. Число підсистем дорівнює числу відходячих фідерів вузлових підстанцій системи 330/220/110 кВ (рис.2.1);

- живлячі мережі енергосистеми 35 - 220 кВ представляються повними схемами, а розподільчі мережі 6 - 10 кВ (до шин 0,4 кВ трансформаторних підстанцій) еквівалентними опорами [45];

- в основу методу і алгоритму розрахунку КРП та врахування технічних умов і обмежень покладений принцип поетапного розв'язання задачі [45, 58];

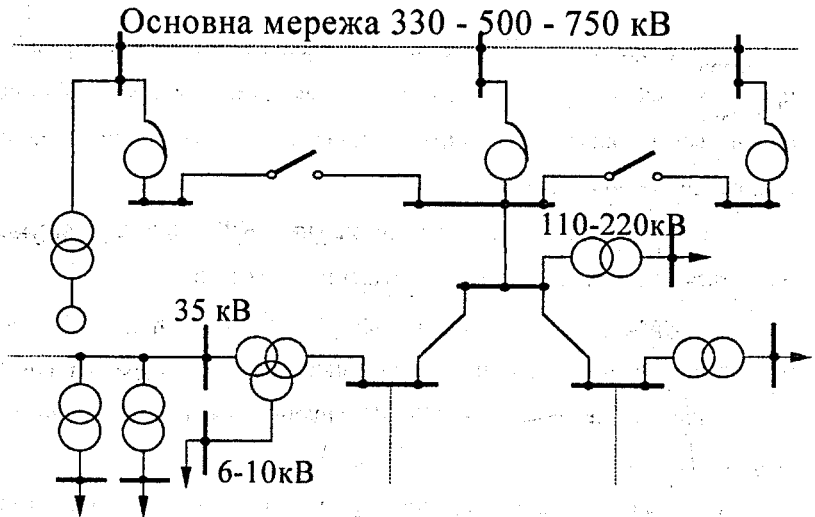


Рисунок 2.1 - Схема мережі з деревовидними підсистемами (підсистемами)

3. Передбачається, що в мережах підсистеми можуть використовуватись різні компенсувальні установки (БК до і вище 1000 В, СД, СГ, СК).

4. Розрахунок КРП виконується для режиму найбільших активних навантажень енергосистеми.

5. Попередньо місця розміщення КУ намічаються за принципом: - КРН здійснюється на робочій напрузі електроприймачів і КУ розміщуються якомога ближче до них.

6. Втрати реактивної потужності в елементах електричної мережі розглядаються як додаткове навантаження, половина втрат відноситься до

початку і половина - до кінця лінії. Втрати реактивної потужності в трансформаторах (навантажувальні і холостого ходу) вводяться навантаженням, віднесеного до одного із їх ввідів, в залежності від того чи є трансформатор понижувальним чи підвищувальним).

7. Реактивна потужність, яку генерують повітряні лінії, враховується шляхом рознесення її по кінцях ліній з від'ємним знаком (табл.2.1 і 2.2 [71]);

8. Питома вартість КУ визначається з врахуванням ввідних пристроїв, апаратів регулювання і комутації, будівельно-монтажних робіт, їх типу, роду установки і напруги [60, 61];

9. Питома приведена вартість втрат активної потужності і електроенергії визначається за замикаючими затратами [55]. При визначенні вхідної реактивної потужності з позиції окремого споживача питома вартість втрат визначається за діючими тарифами;

10. Для розрахунків використовується розрахункова схема мереж підсистеми і схема її заміщення. Навантаження вузлів вважаються заданими. В розрахунках використовуються номінальні або фактичні середні напруги.

2.2 Врахування постійної складової затрат при розрахунках КРП

Затрати на генерацію і передачу РП є основними "конкуруючими" складовими цільової функції на КРП. Тому їх вплив на точність розрахунків КРП є вирішальним. Найбільш поширеними джерелами РП є батареї конденсаторів. Затрати на генерацію РП батареями конденсаторів визначаються за відомою формулою [56]:

$$Z_r = Z_{0r} + 3p_r Q_k \quad (2.1)$$

де $Z_{0г}$ - постійна складова затрат на генерацію РП батареями конденсаторів, яка не залежить від величини потужності БК(Q_k); $Z_{пг}$ - питомі затрати на генерацію РП, які залежать від Q_k .

Наявність в (2.1) складової, яка не залежить від Q_k , створює розриви в функції затрат. При строгій постановці така задача повинна бути віднесена до класу задач дискретного програмування. Однак методи їх вирішення розроблені ще недостатньо для практичного використання. Тому для знаходження оптимальних рішень в практичних розрахунках часто використовують методи, які застосовуються лише для гладких функцій [20, 55]. В результаті оптимальні значення вхідних потужностей і потужностей БК одержують з відповідною похибкою. В [56] запропоновано ступеневі залежності затрат на БК Z_k від числа секцій m апроксимувати прямими, які відповідають виразу: $Z_k = (m \cdot Z_a) / Q_k + Z_k$. Такий підхід дозволяє дещо зменшити похибку розрахунків, в той же час значною мірою залишається наближенням.

В [18] запропоновано визначати доцільність установки БК в тому чи іншому вузлі з врахуванням постійної складової $Z_{0г}$ шляхом багатократного розв'язання задачі з гладкою цільовою функцією для випадків наявності та відсутності БК в кожному із вузлів і співставлення затрат в точках розриву функції. Даний підхід дозволяє значно підвищити точність розрахунків, але такою ж мірою ускладнює розрахунки і збільшує об'єм обчислень.

В [20, 55] врахування постійної складової здійснюється таким чином: на першому етапі вирішується задача визначення оптимальних потужностей БК у вузлах з використанням гладкої цільової функції без врахування величини $Z_{0г}$, а на другому - виконується перевірка розв'язку шляхом визначення приведених затрат для різних варіантів розміщення БК з врахуванням постійної складової. Такий підхід є доцільним при вирішенні локальної задачі (наприклад, при визначенні потужності

високовольтних і низьковольтних БК для цехової ТП), але є неприйнятним при системних розрахунках. Крім того, врахування постійної складової при такому підході дає можливість вибрати кращий варіант розміщення БК, але не впливає на величину їх потужності.

В науковій і періодичній літературі недостатньо аналізувалось питання про визначення питомої вартості батарей конденсаторів (K_{Π}). В [20, 55] були установлені середні питомі вартості високовольтних БК (6 карб./кВАр) і низьковольтних (12 карб./кВАр). Проведені автором розрахунки (в цінах 1990 року) показують, що застосування цих даних може призвести до значних похибок (табл.2.1). Таким чином, основні шляхи підвищення точності розрахунку затрат на генерацію реактивної потужності такі: врахування постійної складової затрат на генерацію; більш широке диференціювання питомої вартості БК; попереднє визначення структури компенсації (дольової ваги кожного виду БК на початку розрахунків). Альтернативний шлях - розробка і застосування методів дискретного програмування, як показано в [12].

З метою спрощення розрахунків і в той же час підвищення їх точності пропонується питому вартість БК для кожного вузла визначати з врахуванням постійної складової за формулою:

$$Z'_{\text{п.г}} = \frac{Z_{\text{ог}}}{Q_{\text{к}}} + Z_{\text{п.г}}, \quad (2.2)$$

Таблиця 2.1- Визначення затрат на генерування РП

Підприємства	Значення затрат на генерування реактивної потужності БК з використанням питомої вартості K_{Π}		
	фактичної	розрахункової [62, 63]	
	$Z_{\text{г.ф}}$, т.карб.	$Z_{\text{г.р}}$, т.карб.	Погрішність, %

Продовження таблиці 2.1

Будівельної індустрії	8,18	11,40	39,40
Машинобудування	59,54	67,40	12,63
Мережі енергосистеми	156,13	168,04	7,63

Тоді затрати на генерацію реактивної потужності БК можна визначити за формулою: $Z_{\Gamma} = Z'_{\text{п.Г}} \cdot Q_{\text{к}}$. Із формули (2.2) видно, що постійна складова розподіляється рівномірними добавками до величин $Q_{\text{к}}$ у відповідних вузлах. При масових розрахунках, коли кількість БК становить десятки і сотні (наприклад, при розрахунках КРП для мереж підсистеми), використання такого підходу цілком допустиме і не призводить до значних погрешностей [45]. Такий підхід дозволяє розглядати цільову функцію, як гладку, і враховувати вплив постійної складової на результати розрахунків.

Розроблена шкала питомих вартостей БК з врахуванням їх типу, роду установки, напруги і постійної складової затрат (табл.2.2) [61,64]. Для складання табл. 2.2 використовувались преїскуранти оптових цін на конденсаторні установки, комутаційну і регульовальну апаратуру [64-69], а також витрати на будівельно-монтажні роботи при установці БК на ряді промислових підприємств. Дані табл. 2.2 показані в цінах 1990 р. Застосовувавши відповідний перевідний коефіцієнт, приведені дані можна подати в сучасних цінах. Ці дані можуть використовуватись при проектуванні нових та реконструкції діючих електричних мереж, а також при коригуванні вхідних реактивних потужностей для споживачів і вузлів енергосистеми (при зміні режиму споживання реактивної потужності, параметрів мереж і ін.).

Виходячи із принципу доцільності компенсації реактивної потужності на напрузі електроприймачів і в місці її споживання, даних технологічного процесу і режимів роботи обладнання, питому вагу різних джерел

реактивної потужності на стадії проектування пропонується визначати через співвідношення реактивних навантажень, які передбачається компенсувати відповідними КУ, і максимального реактивного навантаження вузла [70, 71]:

$$\gamma_i = Q_i / Q_m, \quad (2.3)$$

де Q_i - реактивне навантаження, яке передбачається компенсувати КУ i -го типу (низьковольтними, високовольтними, регульованими БК, СД, СК, СГ, БК індивідуального приєднання і т.д.); Q_m - максимум реактивного навантаження вузла.

Таблиця 2.2 - Шкала питомої вартості батарей конденсаторів

Спосіб встановлення і номінальна напруга БК	Питома вартість БК(КП), тис. карб./МВАр (або карб./кВАр)/					
	Нерегульованих для мереж		Регульованих автоматично при кількості секцій			При індивідуальному приєднанні до електроприймача
	Освітлювальних	силових	1	2	3-6	
БК внутрішньої установки:						
0,38 кВ	7,0	10,0	11,0	11,5	15,0	5,4
6(10) кВ	-	4,7	8,5	12,5	-	4,0
БК зовнішньої установки:						
6(10) кВ	-	4,5	7,5	11,0	-	-
БК 6(10) кВ стовпові	-	4,2	-	-	-	-

Вище прийнято, що розподільчі мережі 6(10) кВ представляються еквівалентними опорами. В мережах, приєднаних до таких вузлів, можуть

бути КУ різних за типом, напругою, способом установки і втратами потужності. Для таких вузлів виникає необхідність визначити питомі середньозважені затрати на генерацію реактивної потужності (або затрати на генерацію РП еквівалентним джерелом) за формулою [70, 71]:

$$Z_{\text{П.СЗ}} = E \cdot K_{\text{П.СЗ}} + \Delta P_{\text{П.СЗ}} \cdot C_{\text{О.СЗ}} \cdot 10^{-3}, \quad (2.4)$$

де $K_{\text{П.СЗ}}$ - середньозважене (за потужністю різних джерел) значення питомої вартості КУ:

$$K_{\text{П.СЗ}} = \sum_{i=1}^n K_{\text{П.і}} \cdot \gamma_i, \quad (2.5)$$

$K_{\text{П.і}}$ - питома вартість КУ і-го типу; γ_i - питома вага КУ і-го типу в загальній потужності КУ, які передбачається встановити в мережах даного вузла; n - кількість типів КУ; $\Delta P_{\text{П.СЗ}}$ - середньозважені (за потужністю різних джерел) питомі втрати активної потужності в КУ даного вузла:

$$\Delta P_{\text{П.СЗ}} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{\text{П.і}} \cdot \gamma_i, \quad (2.6)$$

$\Delta P_{\text{П.і}}$ - питомі втрати активної потужності в КУ і-го типу; $C_{\text{О.СЗ}}$ - середньозважена вартість втрат активної потужності і енергії в КУ даного вузла:

$$C_{\text{О.СЗ}} = \sum_{i=1}^n C_{\text{О.і}} \cdot \gamma_i, \quad (2.7)$$

$C_{\text{О.і}}$ - питома вартість втрат активної потужності і енергії в КУ і-го типу.

Визначення питомих максимальних втрат потужності в синхронних машинах від генерації реактивної потужності наводиться в літературі [45, 55].

На стадії уточнювальних розрахунків (при їх необхідності) питому вартість БК можна визначити за формулами

$$K_{\text{III}} = \frac{K_i}{Q_i \left(1 - \frac{Q_{ei}}{Q_i}\right)}, \quad (2.8)$$

$$K_{\text{III}} = \frac{K_i}{Q_i - Q_{ei}},$$

де K_i - вартість БК за прейскурантом оптових цін і будівельно-монтажних робіт; Q_e - вхідна реактивна потужність на ввіді вузла (підсистеми, підприємства); Q_{ei} - частина вхідної РП, яка розподіляється в i -й вузол мережі підсистеми (підприємства); Q_i - реактивне навантаження i -го вузла (при цьому першу формулу (2.8) доцільно використовувати при пропорційному розподілу БК, а другу - при оптимальному).

2.3 Визначення питомої вартості втрат потужності і енергії в електричних мережах

За методикою “Енергосетьпроект” [55] питома приведена вартість втрат активної потужності і електроенергії визначається за формулою:

$$C_0 = \delta(\alpha \cdot K_m + \beta \cdot \tau), \text{ грн/кВт} \quad (2.9)$$

Установка регульованих КУ призводить до зміни величин α , β , τ і C_0 . В [45] стверджується, що неврахування цих змін вносить відповідну похибку в розрахунки. Там же запропонована залежність C_0 від ступеню компенсації реактивної потужності, a ($C_0 = f(a)$) і алгоритм її числового визначення на ЕОМ.

Аналізуючи це питання, автор прийшов до наступних висновків:

- зміна конфігурації графіка втрат призводить до зменшення τ і, відповідно, C_0 та затрат на передавання РП в електричних мережах Z_{Π} . Розрахунок КРП по занижених Z_{Π} призведе до завищення вхідної реактивної потужності Q_e і зменшення сумарної потужності КУ і, відповідно, до завищення втрат в електричних мережах, тобто такий підхід не відповідає умовам енергозбереження. Розрахунок КРП необхідно проводити за графіками втрат, які мали місце до установки регульованих КУ;

- граничним випадком зміни конфігурації графіка втрат є повна компенсація, коли $\tau=0$. Як в такому випадку визначити величину C_0 ще до проведення розрахунків КРП? Це є своєрідним підтвердженням некоректності підходу щодо визначення C_0 , запропонованого в [2, 45];

- в той же час, на думку автора, зміну конфігурації графіка втрат необхідно враховувати при визначенні ефекту (вартості зниження втрат) в результаті установки регульованих КУ. В протилежному випадку це призведе до завищення вартості залишкових (некомпенсованих) втрат і заниження економічного ефекту.

2.4 Визначення вхідної реактивної потужності для мереж підсистеми методом “граничних затрат” (економічна задача)

Розв’язання економічної задачі полягає у визначенні на основі системного підходу оптимального значення вхідної реактивної потужності або ступеню компенсації реактивної потужності для мереж підсистеми. Цільова функція формується у вигляді квадратичної моделі (тобто без врахування впливу Q на U) з використанням максимальних навантажень. Задача розв’язується шляхом мінімізації цільової функції - приведених затрат на компенсацію реактивної потужності в мережах підсистеми [58]:

$$Z = \dot{Q}_n \cdot \dot{D} \cdot (1 - \Psi) + \dot{Q}_n \cdot \dot{\Pi} \cdot \dot{R} \cdot \dot{C} \cdot (\dot{Q}_n \cdot \dot{\Pi})^T \Psi^2, \quad (2.10)$$

де $\dot{Q}_n = (Q_{n1} \dots Q_{nm})$ - вектор-рядок реактивних навантажень підсистеми, МВАр; $\dot{D} = (Z_{п.г.1} \dots Z_{п.г.n})^T$ - вектор питомих витрат на генерацію реактивної потужності джерелами у вузлах мереж підсистеми, тис.грн/МВАр (грн/кВАр); Ψ - вхідна реактивна потужність для мереж підсистеми у відносних одиницях: $\Psi = Q_e / Q_m$; Q_e - вхідна реактивна потужність для мереж підсистеми (в абсолютних одиницях) для режиму найбільших активних навантажень енергосистеми, МВАр; Q_m - найбільше реактивне навантаження на ввіді мереж підсистеми; $\dot{\Pi}$ - матриця коефіцієнтів розподілу (або матриця шляхів): $\dot{\Pi} = -C_{pi}$; $\dot{R} = \text{diag}(R_1 \dots R_n)$ - діагональна матриця активних опорів віток схеми заміщення мереж підсистеми, Ом; $\dot{C} = \text{diag}(C_{01} / K_0 \cdot U_{H1}^2 \dots C_{0n} / K_0 \cdot U_{Hn}^2)$ - діагональна матриця коефіцієнтів $C_{0i} / K_0 \cdot U_{Hi}^2$ (де C_{0i} - питома приведена вартість втрат активної потужності і електроенергії в і-й вітці схеми заміщення мереж підсистеми, грн/кВт; U_{Hi} - номінальна або фактична напруга в і-й вітці схеми заміщення, кВ; K_0 - коефіцієнт відхилення фактичного поточкорозподілу реактивної потужності в мережах підсистеми (до компенсації або до додаткової компенсації) від оптимального значення (за умовою мінімуму витрат).

Пітомі середньозважені затрати на генерацію реактивної потужності в і-му вузлі Z_{pi} визначаються за формулою:

$$Z_{n.z.}^{cg} = E \cdot K_{Pi}^{cg} \cdot U_i + \Delta P_{KV_i}^{cg} \cdot C_{0i}, \quad (2.11)$$

де $E = E_n + E_a + E_0$ - сумарний коефіцієнт відрахувань від капітальних вкладень (табл.2.3.); $K_{\text{Пі}}^{\text{сб}}$ - питома середньозважена вартість КУ, які планується установити в і-му вузлі, грн/кВАр; U_i - фактична напруга в і-му вузлі, відн. од.; $\Delta P_{\text{КУі}}^{\text{сб}}$ - питомі середньозважені втрати реактивної потужності в КУ, які планується установити в і-му вузлі, кВт/КВАр; C_{0i} - питома вартість втрат активної потужності і електроенергії в і-му КУ, грн/кВт.

Таблиця 2.3 – Коефіцієнти відрахувань від капітальних вкладень

Об'єкт	Нормативний коефіцієнт ефективності %, E_n	Відрахування на амортизацію, %, E_a	Витрати на обслуговування, %, E_0	Сумарні відрахування, %, E
Силове електрообладнання (в т.ч. БК, розподільчі пристрої і підстанції), кВ:				
До 20	12	6,3	4	22.3
35-110	12	6,3	3	21.3
220 і вище	12	6,3	2	20.3
Реєструючі прилади і пристрої	12	6,3	3	21.3

За допомогою матриці шляхів визначається потокорозподіл в мережах підсистеми, тобто реактивні навантаження віток

$$\dot{Q}_B = \dot{Q}_H \cdot \Pi, \quad (2.12)$$

де \dot{Q}_B - матриця реактивних навантажень віток.

Значення коефіцієнта K_0 визначається за формулою:

$$K_0 = \frac{1}{Q_M^2 \cdot R_e} \left[(\dot{Q}_H)' \dot{\Gamma} \dot{R} \dot{\Gamma}' \dot{Q}_H \right] \quad (2.13)$$

де R_e - еквівалентний опір мереж підсистеми, який визначається шляхом паралельно-последовного сумування опорів віток схеми дерева, Ом; Q_M - максимум реактивного навантаження на вводі мереж підсистеми.

Взявши першу похідну від цільової функції (2.10) за змінною ψ і прирівнявши її до нуля, одержимо вираз для визначення оптимального значення вхідної реактивної потужності для мереж підсистеми (у відн. один.):

$$\Psi_{\text{opt}} = \left[2(\dot{Q}_H)' \dot{\Gamma} \dot{R} \dot{C} (\dot{Q}_H \dot{\Gamma})' \right]^{-1} \dot{Q}_H \dot{D}. \quad (2.14)$$

З врахуванням (2.12) формулу (2.14) можна представити

$$\Psi_{\text{opt}} = \left[2(\dot{Q}_B)' \dot{R} \dot{C} (\dot{Q}_B)' \right]^{-1} \dot{Q}_H \dot{D}. \quad (2.15)$$

Враховуючи вираз $\Psi = Q_e/Q_M$, вхідну реактивну потужність для мереж підсистеми (в абсолютних одиницях) визначають за формулою:

$$Q_e = \Psi_{\text{opt}} \cdot Q_M \quad (2.16)$$

Оптимальне значення сумарної потужності КУ, які економічно доцільно установити в мережах підсистеми, визначається за умовою балансу реактивної потужності на ввіді підсистеми

$$Q_{КУ} = Q_M - Q_e \quad (2.17)$$

Поділивши ліву і праву частини рівняння (2.17) на Q_M , одержимо

$$a_{\text{опт}} = 1 - \psi_{\text{опт}} \quad (2.18)$$

де $a_{\text{опт}}$ - оптимальний ступінь компенсації реактивної потужності в мережах підсистеми (в загальному випадку $a = Q_{КУ}/Q_M$).

З врахуванням (2.18) величину $Q_{КУ}$ для мереж підсистеми можна також визначити за формулами

$$Q_{КУ} = a_{\text{опт}} \cdot Q_M, \quad Q_{КУ} = (1 - \psi_{\text{опт}}) \cdot Q_M \quad (2.19)$$

2.5 Критерій оцінки оптимальності поточкорозподілу в електричних мережах

Значення коефіцієнта K_0 запропоноване вперше [60-61, 64]. Як було зазначено вище, коефіцієнт K_0 характеризує величину відхилення фактичного поточкорозподілу реактивної потужності в мережах підсистеми (або окремого споживача) до компенсації (або до додаткової компенсації) від оптимального значення.

В загальному випадку його величину можна визначити за формулою

$$K_0 = \frac{R_{\text{св}}}{R_c} \geq 1 \quad (2.20)$$

де $K_{e.в}$ - еквівалентний активний опір мереж підсистеми, визначений при фактичному поточкорозподілу реактивної потужності (за фактичними втратами):

$$R_{e.в} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot R_i}{Q_M^2}, \quad (2.21)$$

Q_i - максимум реактивного навантаження в i -й вітці схеми заміщення мереж підсистеми в період найбільших активних навантажень енергосистеми, кВАР; R_i - активний опір i -ї вітки мереж підсистеми, Ом.

Якщо $R_{e.в} = R_e$, то $K_0 = 1$, поточкорозподіл оптимальний, втрати потужності і електроенергії мінімальні. Такий режим роботи електричних мереж можливий за умови точної відповідності перерізу всіх віток схеми заміщення фактичним реактивним навантаженням. Однак такий режим неможливо забезпечити навіть на стадії проектування мереж (через дискретність стандартних шкал перерізу жил проводів і кабелів та потужності трансформаторів, похибки визначення розрахункових навантажень і режимів роботи обладнання, необхідності врахування збільшення навантажень в процесі експлуатації і ін.) До проектних похибок і припущень в процесі експлуатації додається чимало факторів, які впливають на величину K_0 (зміна номенклатури і об'ємів виробництва, кількості робочих змін, впровадження нової технології і нового обладнання, заходів з енергозбереження і т. ін.). Тому, як правило, $K_0 > 1$. Розрахунки показують, що величина K_0 може досягати 2-х і більше [64].

Із збільшенням K_0 збільшується і ефект, який можна отримати за рахунок оптимізації поточкорозподілу РП в електричних мережах порівняно з пропорційним розподілом (наприклад, при $K_0=2$ втрати зменшуються на 50%). Подальші дослідження і аналіз коефіцієнта K_0 [72, 73, 74] показали,

що його можна використовувати як критерій чи показник: - оптимальності потікорозподілу активної і реактивної потужності; - допустимості спрощеного (пропорційного) розподілу КУ серед вузлів мереж підсистеми (споживача); - режиму роботи електричних мереж; - ефективності розміщення КУ в електричних мережах.

2.6 Методи коригування економічної задачі

Приведений вище метод “граничних затрат” дозволяє визначити значення величин ψ_{opt} і a_{opt} , Q_e і $Q_{\text{КУ}}$ для мереж підсистеми за критерієм мінімуму приведених затрат. При цьому враховується тільки один позитивний ефект від установки КУ – зниження втрат активної потужності і електроенергії в мережах енергосистеми та споживачів. В той же час в структурі електричних мереж є елементи, як перевантажені, так і недовантажені. Перевантажені вимагають негайної реконструкції, для недовантажених реконструкція стане необхідною в майбутньому. Для перших ефект від віддалення капітальних вкладень можна вважати одночасним із затратами на КУ, для інших – економія буде досягнута за рахунок віддалення на деякий час майбутніх капіталовкладень. Установка КУ в мережах підсистеми, визначених з врахуванням лише втрат, приведе до розвантаження деякою мірою і перших і інших елементів. Врахування додаткового ефекту від зниження потужності трансформаторів і мереж (при проектуванні) або віддалення строків їх реконструкції (в умовах експлуатації) дозволяє економічно обґрунтувати більш високий ступінь компенсації реактивної потужності в мережах підсистеми, збільшити відстрочку капіталовкладень і більшою мірою зменшити втрати.

Коригування величин ψ_{opt} і a_{opt} , Q_e і $Q_{\text{КУ}}$ виконується за таким алгоритмом [58, 64, 70]. Спочатку визначаються приведені затрати на компенсацію до зміни параметрів трансформаторів і мереж при $\psi = \psi_{\text{opt}}$:

$$Z_1 = \dot{Q}_H \dot{D} [1 - \Psi_{\text{отг}}] + \dot{Q}_B \dot{R} \dot{C} \dot{Q}_B^t \Psi_{\text{отг}}^2 \quad (2.22)$$

Далі визначається економія приведених затрат після зменшення потужності вибраних трансформаторів і мереж або віддалення реконструкції діючих:

$$\Delta Z = E \Delta K \dot{n} + 10^{-3} \Delta \dot{P}_{x,x} \dot{C}_0 \quad (2.23)$$

де $\Delta K = (\Delta K_1, \dots, \Delta K_n)$ - вектор-рядок різниць вартості трансформаторів і мереж до і після зменшення їх потужності (при проектуванні) або між вартістю нових трансформаторів і мереж та ліквідаційною вартістю діючих (при реконструкції); тис.грн.; E - сумарний коефіцієнт відрахувань від капітальних вкладень; \dot{n} - одинична матриця (вектор-стовпець); $\Delta \dot{P}_{x,x} = (\Delta P_{x,x_1}, \dots, \Delta P_{x,x_m})$ - вектор-рядок різниць втрат холостого ходу трансформаторів до і після зменшення їх потужності при проектуванні або до і після збільшення їх потужності при реконструкції, кВт; $\dot{C} = (C_{01}, \dots, C_{0m})^t$ - вектор питомої вартості втрат електроенергії в трансформаторах, що проектуються або реконструюються, грн/кВт в рік; n - кількість трансформаторів і мереж потужності яких змінюються; m - кількість трансформаторів, потужності яких змінюються.

Приведені затрати на компенсацію після зменшення потужності трансформаторів і мереж, що проектуються, або при віддаленні строків реконструкції діючих, визначаються за формулою:

$$Z_2 = \dot{Q}_H \dot{D} [1 - \Psi'_{\text{отг}}] + \dot{Q}_B \dot{R}' \dot{C} \dot{Q}_B^t (\Psi'_{\text{отг}})^2 - \Delta Z \quad (2.24)$$

де $\psi'_{\text{опт}}$ - нове відносне значення вхідної реактивної потужності, при якому виконується умова

$$Z_2 \leq Z_1. \quad (2.25)$$

Визначити величину $\psi'_{\text{опт}}$ шляхом диференціювання функції (2.24) з відомих причин неможливо. Запропоновано два шляхи розв'язання цієї задачі.

Перший - графо-аналітичний метод визначення $\psi'_{\text{опт}}$ за допомогою кривих $\Delta Z = f(\psi_{\text{опт}}, \Delta\psi_{\text{доп}})$ (рис. 2.2) [58, 64]. На рис. 2.2 величина $\psi_{\text{опт}}$ і відповідні їй мінімальні приведені затрати Z_1 прийняті за 100 % (точка перетину координат). Економія приведених затрат ΔZ визначається в процентах від Z_1 . $\Delta Z^* = (\Delta Z / Z_1) \cdot 100\%$. Одержана величина відкладається на осі ординат. Перетин прямої ΔZ з кривою, яка відповідає величині $\psi_{\text{опт}}$, дає на осі абсцис допустиме додаткове зниження вхідної реактивної потужності до величини $\Delta\psi_{\text{доп}}$ (у відсотках, яка відповідає умові (2.25). Тоді значення величини $\psi'_{\text{опт}}$ (у відн. один):

$$\psi'_{\text{опт}} = (\psi_{\text{опт}} \cdot \Delta\psi_{\text{доп}}) / 100, \quad (2.26)$$

Наприклад, при $\Delta Z = 21,5\%$ і $\psi_{\text{опт}} = 0,4$ допустиме зниження вхідної реактивної потужності буде $\Delta\psi_{\text{доп}} = 10\%$. Величина $\psi'_{\text{опт}}$ за формулою (2.26): $\psi'_{\text{опт}} = 10 \cdot 0,4 / 100 = 0,04$. При $\psi'_{\text{опт}} = 0,04$ умова (2.25) виконується. Далі коригуються значення величин $a_{\text{опт}}$, Q_e і Q_{ky} .

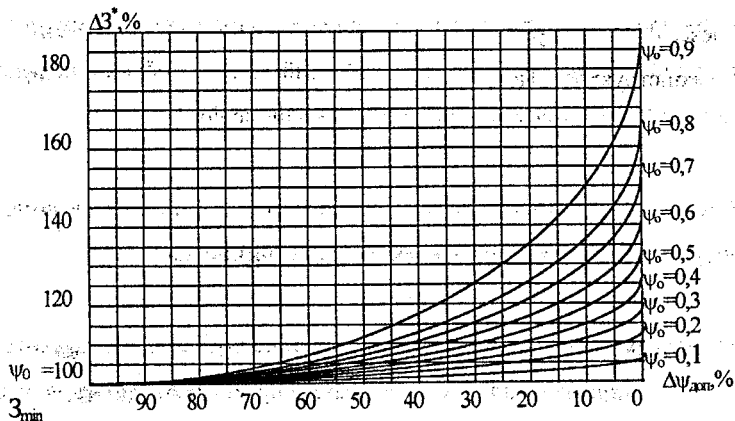


Рисунок 2.2 - Криві збільшення приведених затрат на компенсацію ΔZ^* в залежності від додаткового зниження вхідної реактивної потужності $\Delta \Psi_{\text{доп}}$ порівняно з оптимальним значенням $\Psi_{\text{опт}}$.

Якщо ж пряма ΔZ не перетинається з відповідною кривою $\Delta Z = f(\Psi_{\text{опт}}, \Delta \Psi_{\text{доп}})$ (тобто лежить вище цієї кривої), то в мережах даної підсистеми економічно доцільна повна компенсація реактивної потужності.

Другий шлях: запропонована модель програмного коригування економічної задачі, яка полягає в послідовному зниженні величини $\Psi_{\text{опт}}$ в формулі (2.24) до межі, коли $Z_2 = Z_1$, тобто коли $\Psi = \Psi'_{\text{опт}}$. Розроблені алгоритм і програма на ПЕОМ (додат. А). В даному розділі наведені результати розрахунку економічної задачі і її коригування для мереж підсистеми, які показали, що врахування віддалення строків реконструкції тільки однієї підстанції 220/110 кВ ($S_{\text{ТП}} = 2 \cdot 90$ МВА) зменшує вхідну реактивну потужність у 2,5 рази і збільшує ступінь додаткової компенсації реактивних навантажень в мережах підсистеми майже в 4,5 рази (від 0,15 до 0,66).

Необхідно відмітити, що беруться до уваги тільки ті елементи мереж підсистеми, які на момент уточнення розрахунку КРП, вичерпали свій

резерв з пропускної здатності і вимагають в розрахунковому періоді реконструкції. Такий підхід позбавляє необхідності прогнозування електричних навантажень на майбутній період.

2.7 Критерій допустимості спрощеного (пропорційного) розподілу компенсувальних установок в електричних мережах

При проектуванні і в умовах експлуатації здійснюються системні розрахунки з визначення вхідної реактивної потужності для мереж підсистеми та розв'язують балансову задачу (розподіляють сумарну потужність компенсувальних установок серед навантажувальних вузлів енергосистеми і споживачів). В подальшому одержану сумарну потужність КУ для споживача розподіляють серед окремих вузлів його електричної мережі. В окремих випадках балансова задача може мати самостійний характер (наприклад, при розподіленні обмеженого ресурсу компенсувальних установок).

Відомо три методи розподілу величини Q_k серед окремих вузлів електричної мережі: пропорційно реактивним навантаженням окремих вузлів (спрощений метод); за умовою мінімуму втрат електроенергії; за умовою мінімуму приведених затрат.

Два останні методи є оптимізаційні. Конкретна їх реалізація залежить від вибраного математичного апарату. Потужність БК в i -му вузлі електричної мережі (підсистеми чи підприємства) спрощеним методом визначається за формулами:

$$Q_{Ki} = Q_k \cdot (Q_i / Q_M);$$

$$Q_{Ki} = a_{\text{opt}} \quad (2.27)$$

$$Q_{Ki} = (1 - (Q_c / Q_M)) \cdot Q_i; \quad Q_{Ki} = (1 - \psi_{\text{opt}}) \cdot Q_i. \quad (2.28)$$

де Q_i - максимум реактивного навантаження i -го вузла, МВАр.

Основною і єдиною перевагою спрощеного методу є його простота (значне скорочення обсягу і часу розрахунків). Однак розподіл величини Q_k пропорційно реактивним навантаженням вузлів в більшості випадків не є оптимальним (рис.2.3). В той же час цей метод використовується в практиці проектування та експлуатації компенсувальних установок і рекомендується нормативними документами [2]. Із рис.2.3 видно, що пропорційний розподіл БК призводить до збільшення затрат на передавання РП при зростанні K_0 і $\Psi_{\text{опт}}$. При значеннях K_0 рівних або близьких 1 (до компенсації) допустимий розподіл спрощеним методом (умова оптимальності потокорозподілу реактивної потужності в мережах підприємства не порушується). Спрощений метод можна також застосувати при значеннях $\Psi_{\text{опт}}$, рівних або близьких до нуля, тобто при повній (або близькій до неї) компенсації ($a_{\text{опт}} = 1$).

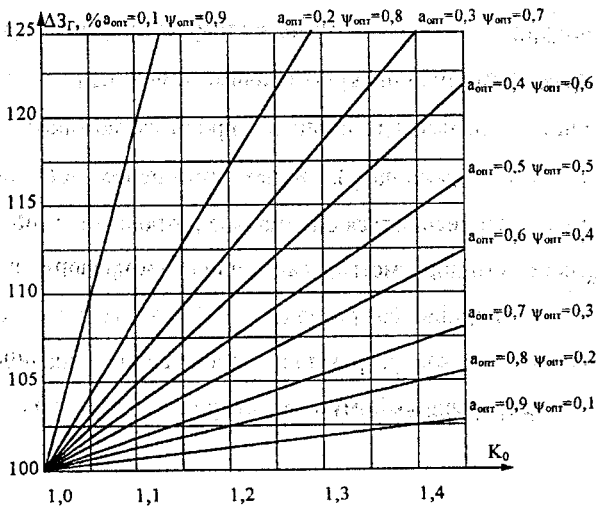


Рисунок 2.3 - Збільшення затрат на передавання реактивної потужності $\Delta Z_{\text{г}}$ по мережах підсистеми (підприємства) при пропорційному розподілі БК в залежності від величин K_0 і $\Psi_{\text{опт}}$ порівняно з оптимальним розподілом.

Таким чином, доцільність застосування спрощеного методу розподілу величини Q_K залежить від співвідношення величини K_0 і $\psi_{\text{опт}}$. Оптимального розподілу можна досягти при різній величині вхідної реактивної потужності, відповідно, втрат електроенергії. Відіграє відповідну роль і вартість електроенергії. Тому за критерій використання спрощеного методу розподілу величини Q_K прийнята допустима величина відхилення затрат на передавання реактивної потужності (вартості втрат) від оптимального їх значення (коли Q_K розподіляється за умовою мінімуму втрат). Можна прийняти, що використання формул (2.27) - (2.28) допустиме, якщо збільшення вартості втрат знаходиться в межах точності розрахунку і вихідних даних (наприклад, $0 \div 5\%$).

Із рис. 2.3 видно, що при значеннях $\psi_{\text{опт}} \leq 0,2$ і $K_0 \leq 1,5$ допустимим є спрощений метод розподілу БК (збільшення затрат на передавання знаходиться практично в межах точності розрахунку і вихідних даних). При значеннях $\psi_{\text{опт}} > 0,2$ допустимість застосування формул (2.27) - (2.28) визначається в кожному випадку за кривими $\Delta Z_{\Pi} = f(K_0, \psi_{\text{опт}})$ (що більше $\psi_{\text{опт}}$, то меншим є діапазон величин K_0 , при яких можливе застосування спрощеного методу розподілу). Якщо збільшення ΔZ_{Π} виходить за допустимі межі, то здійснюється оптимальне розподілення БК між вузлами мережі підсистеми (підприємства). Таким чином, запропонований критерій допустимості пропорційного розподілу КУ дозволяє за певних умов зменшувати обсяги і час розрахунків. В більшості випадків доцільний оптимальний (за критерієм мінімуму втрат) розподіл КУ.

2.8 Метод визначення вхідних реактивних потужностей на вводах навантажувальних вузлів підсистеми (балансова задача)

Математична модель для визначення вхідних реактивних потужностей на вводах вузлів енергосистеми і споживачів запишеться в такому вигляді:

розподіл вхідної реактивної потужності серед навантажувальних вузлів підсистеми повинен забезпечувати мінімум втрат активної потужності в її мережах

$$\Delta P = \frac{10^{-3}}{U_H^2} \left[(Q_c)' \cdot \Pi R \Pi' \cdot Q_c \right] \rightarrow \min \quad (2.29)$$

при виконанні умови балансу реактивної потужності на вводі підсистеми

$$Q_c = n_i \cdot \hat{Q}_c \quad (2.30)$$

і технічних обмежень:

про невід'ємність потужності КУ у всіх вузлах

$$Q_{ei} \leq Q_{Hi} \quad \text{або} \quad Q_{Ky} \geq 0; \quad (2.31)$$

до рівнів напруги у всіх точках мережі і режимах її роботи

$$U_{\max} \geq U \geq U_{\min}; \quad (2.32)$$

до струмових навантажень всіх елементів мережі

$$I_{доп} \geq I; \quad (2.33)$$

до реактивної потужності, що генерується джерелами

$$Q_{\max} \geq Q \geq Q_{\min}, \quad (2.34)$$

В формулах (2.29) - (2.34): Q_e - вхідна реактивна потужність на вводі підсистеми, МВАр; \dot{Q}_e - вектор-стовпець вхідних реактивних потужностей на вводах вузлів підсистеми (навантажувальних вузлів енергосистеми і споживачів) МВАр; Q_{ei} - вхідна реактивна потужність в i -му вузлі підсистеми, МВАр; Q_{Hi} - реактивне навантаження в i -му вузлі підсистеми, МВАр; \hat{n}_i - одинична транспонована матриця; U_{\max} , U_{\min} - відповідно верхня і нижня межі допустимих напруг, кВ; I - фактичне струмове навантаження для даного елемента мережі, А; $I_{\text{доп}}$ - допустиме струмове навантаження для цього ж елемента мережі, А; Q_{\max} , Q_{\min} - відповідно верхня і нижня межі допустимих змін реактивної потужності, МВАр.

Для розв'язання задачі з врахуванням умови (2.30) використано метод невизначених множників Лагранжа. Умову балансу (2.30) можна врахувати, якщо мінімізувати не функцію (2.29), а функцію Лагранжа

$$F = \frac{10^{-3}}{U_H^2} \left[(\dot{Q}_e)^t \hat{P} \hat{R} \hat{I} \dot{Q}_e \right] + \lambda (Q_e - n_i \cdot \dot{Q}_e), \quad (2.35)$$

Взявши часткові похідні від функції (2.35) за $n+1$ змінними і прирівнявши їх до нуля, одержимо вирази для визначення матриці оптимальних значень вхідних реактивних потужностей навантажувальних вузлів підсистеми і коефіцієнта Лагранжа:

$$\dot{Q}_e = \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{2} [\dot{P} \dot{R} \dot{P}^t]^{-1} \cdot n \lambda; \quad \lambda = \frac{2 \cdot 10^{-3}}{U_H^2} \cdot \frac{Q_e}{\dot{n}_t (\dot{P} \dot{R} \dot{P}^t)^{-1} \dot{n}} \quad (2.36)$$

Враховуючи, що $\dot{P} = -\dot{C}_{pt}$, $\dot{M}_p C_p = I$, $(\dot{C}_{pt})^{-1} = (\dot{C}_p^{-1})_t$, де \dot{M}_p - матриця з'єднань віток у вузлах для розімкненої мережі, вирази (2.36) можна представити так:

$$\dot{Q}_e = \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{2} \dot{M}_p \dot{Y} \dot{M}_{pt} \cdot \dot{n} \lambda, \quad (2.37)$$

$$\lambda = \frac{2 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot \frac{Q_e}{\dot{n}_t \dot{M} \dot{Y} \dot{M}_{pt} \dot{n}}$$

де \dot{Y} - матриця провідностей віток.

При невиконанні в ряді вузлів технічного обмеження (2.30) значення вхідних реактивних потужностей в ці вузли приймаються рівними реактивним навантаженням вузлів, а потужності компенсувальних установок в цих вузлах приймаються рівними нулю, тобто $Q_{ei} = Q_{hi}$ і $Q_{kyi} = 0$.

Далі, при необхідності здійснюється коригування отриманого розв'язку (див. наступний пункт) і визначаються сумарні потужності КУ в навантажувальних вузлах підсистеми (у споживачів і підстанціях енергосистеми) за виразами: $\dot{Q}_{KY} = \dot{Q}_H - \dot{Q}'_e$ або $Q_{kyi} = Q_{hi} - Q'_{ei}$.

Послідовно проводиться перевірка виконання технічних обмежень (2.32) - (2.34) і відповідне коригування розв'язку задачі.

Приведений вище метод визначення вхідних реактивних потужностей і потужностей КУ у вузлах ЕС та споживачів можна використовувати і для вирішення задачі оптимального розміщення заданої потужності КУ (при

наявності обмежень на потужність КУ). Для цього коригуються значення величин Q_e і $Q_{ку}$:

$$Q'_{ку} = Q_{ку} - \Delta Q_{ку}, Q'_e = Q_e - Q'_{ку} \quad (2.38)$$

де $\Delta Q_{ку}$ - дефіцит потужності КУ. Надалі розподіляються нові значення величин Q'_e і $Q'_{ку}$ за наведеною вище методикою.

2.9 Методи і моделі коригування балансової задачі при невиконанні технічних обмежень з врахуванням відсутності в деяких вузлах КУ і управління ними

Коригування балансової задачі проводиться при невиконанні технічних обмежень (2.31) - (2.34). Необхідність в коригуванні виникає також при відсутності в ряді вузлів КУ або управління ними.

В [55] для розімкнених мереж запропонований метод коригування балансової задачі, який вимагає зміни вихідної схеми і не враховує можливої відсутності в ряді вузлів компенсувальних установок або управління ними. В [16] наведений метод коригування для замкнених мереж із складною і трудомісткою процедурою вилучення вузлів, в яких установка КУ виявилась недоцільною, тобто перерахунку матриці R . Не враховується також можлива відсутність КУ в деяких вузлах.

Запропонована матрична модель для визначення вхідних реактивних потужностей на вводах вузлів і їх коригування з врахуванням неможливості встановлення в деяких вузлах КУ або відсутності управління ними [71]:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P = \frac{10^{-3}}{U_H^2} \left[(\dot{Q}_e)^t \dot{n} \dot{R} \dot{\Pi}_t \dot{Q}_e + (\dot{Q}_H)^t \dot{n}' \dot{R}' \dot{\Pi}'_t \dot{Q}_H \right] \rightarrow \min \\ Q_e = \dot{n}_t \dot{Q}_e + \dot{n}_t \dot{Q}_H; U_{\max} \geq U \geq U_{\min} \\ Q_{ei} \leq Q_{Hi}, Q_{KVi} \geq 0; I \leq I_{\text{доп}}; Q_{\max} \geq Q \geq Q_{\min} \end{array} \right. \quad (2.39)$$

Функція Лагранжа:

$$F = \frac{10^{-3}}{U_H^2} \left[(\dot{Q}_e)^t \dot{n} \dot{R} \dot{\Pi}_t \dot{Q}_e + (\dot{Q}_H)^t \dot{n}' \dot{R}' \dot{\Pi}'_t \dot{Q}_H \right] + \lambda (Q_e - \dot{n}_t \dot{Q}_e - \dot{n}_t \dot{Q}_H). \quad (2.40)$$

У формулах (2.39): $\dot{Q}_e = (Q_{e1}, \dots, Q_{en})$ - вектор-стовпець вхідних реактивних потужностей на вводах навантажувальних вузлів підсистеми, в яких передбачається установка КУ, МВАр; $\dot{Q}_H = (Q_{H1}, \dots, Q_{Hm})$ - вектор-стовпець реактивних навантажень вузлів, в яких з різних причин установка КУ не передбачається, МВАр; $\dot{R} = \text{diag}(R_1, \dots, R_n)$ - діагональна матриця опорів віток у вузли, в яких передбачається установка КУ, Ом; $\dot{R}' = \text{diag}(R_{n+1}, \dots, R_m)$ - діагональна матриця опорів віток у вузли, в яких не передбачається установка КУ, Ом; n - кількість вузлів підсистеми, в яких присутні КУ; m - кількість вузлів підсистеми, в яких відсутні КУ.

Виходячи з умов $\partial F / \partial \dot{Q}_e = 0$ і $\partial F / \partial \lambda = 0$, отримаємо

$$\dot{Q}_e = \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{2} \left[\dot{\Pi} \dot{R} \dot{\Pi}' \right]^{-1} \cdot n \lambda; \quad \lambda = \frac{2 \cdot 10^{-3}}{U_H^2} \cdot \frac{Q_e - \dot{n}_t \dot{Q}_H}{\dot{n}_t \left(\dot{\Pi} \dot{R} \dot{\Pi}' \right)^{-1} \dot{n}}. \quad (2.41)$$

$$\text{або} \quad \dot{Q}_e = \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{2} \dot{M}_p \dot{Y} \dot{M}_{pt} \cdot \dot{n} \lambda;$$

$$\lambda = \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{2} \cdot \frac{Q_e - \dot{n}_t Q_H}{\dot{n}_t M Y M_p \dot{n}} \quad (2.42)$$

Після здійснення першої ітерації з визначення значень Q_{ei} та виявлення невиконання в деяких вузлах технічного обмеження (2.31), вхідна реактивна потужність в ці вузли прирівнюється до реактивних навантажень ($Q_{ei} = Q_{Hi}$) і кількість цих вузлів додається до числа m і розрахунки повторюються до тих пір, поки обмеження (2.31) не буде виконуватись у всіх вузлах.

Описаний вище метод коригування розв'язку задачі КРП враховує можливу відсутність в деяких вузлах КУ, однак вимагає коригування величини Q_{ei} і матриці \dot{Y} в процесі розрахунку (в [55] коригуються величини Q_{ei} і $R_{e,n}$ - еквівалентний активний опір всієї мережі). Запропонований ще один метод коригування розв'язання задачі КРП з врахуванням відсутності в деяких вузлах КУ і невиконання технічних обмежень, який не вимагає коригування вхідної реактивної потужності і структури мереж підсистеми (вузла) [60-61, 64]. В основу методу покладений принцип умовної зміни активних опорів вхідних віток в ті вузли, в яких неможлива установка БК або не виконуються технічні обмеження.

Якщо в деяких вузлах за технічними умовами неможлива установка БК і після першої ітерації виявилось, що в цих вузлах $Q_{ei} < Q_{Hi}$, то активний опір вхідної вітки в i -й вузол умовно зменшується до величини, при якій в i -й вузол розподіляється реактивна потужність, що дорівнює реактивному навантаженню вузла ($Q_{ei} = Q_{Hi}$).

Якщо в будь-яких вузлах не виконуються технічне обмеження (2.31), тобто $Q_{ei} > Q_{Hi}$, то активний опір вхідної вітки в i -й вузол умовно

збільшується до величини, при якій в i -й вузол розподіляється реактивна потужність, що дорівнює реактивному навантаженню ($Q_{ei} = Q_{ni}$).

В основу ітераційного процесу при визначенні величини опорів цих віток (при переході від n -ї до $n+1$ ітерації) покладений принцип найменших втрат активної потужності. Величина опору i -ї вітки в кожній наступній $n+1$ ітерації визначається за формулою

$$r_{i(n+1)} = r_{in} \frac{(Q_{ei})^2_n}{Q_{ni}^2} \quad (2.43)$$

де $(Q_{ei})_n$ - оптимальна реактивна потужність, яка розподіляється в i -у вітку при n -й ітерації, МВАр; r_{in} - активний опір i -ї вітки при n -й ітерації, Ом; Q_{ni} - реактивне навантаження i -го вузла (i -ї вітки), МВАр.

Коригування потокорозподілу здійснюється до тих пір, доки у всіх вузлах не будуть виконуватись технічні обмеження. Запропонований метод коригування більш зручний, порівняно з вище описаними, з точки зору розробки програм розрахунків на ЕОМ.

Для врахування фактичних рівнів напруги у вузлах (при наявності такої інформації) пропонується наступна модель [17]:

- визначаються поправочні коефіцієнти до кожного вузла мереж підсистеми

$$b_i = \frac{U_{ni}^2}{U_i^2} \quad (2.44)$$

де U_{ni} - номінальна напруга в i -му вузлі, кВ; U_i - фактична напруга в i -му вузлі, кВ;

- поправочні коефіцієнти b_i вводяться в матрицю опорів віток R і розрахунки з визначення величин Q_{ei} і Q_{ni} повторюються.

В більшості випадків в мережах ЕС є стаціонарні точки розподілу. При їх відсутності після виконання розрахунків КУ мережі можуть замикатися в точках "розрізування". При цьому необхідна перевірка збігу векторів напруг в точках "розрізування", одержаних в результаті обходу по різних деревах. Методика розрахунків у випадках однорідних і неоднорідних мереж, способи усунення незв'язності напруг наводяться в літературі [5, 17].

2.10 Метод визначення вхідної реактивної потужності з позиції окремого підприємства (економічна задача)

Поряд з визначенням вхідної реактивної потужності для мереж підсистеми в цілому і окремих її вузлів (на основі системного підходу) пропонується також визначати вхідну реактивну потужність з позиції окремого споживача. Такий підхід дозволяє оцінити ефективність компенсації реактивної потужності в електричних мережах споживача, економічно обґрунтувати в багатьох випадках більш високий ступінь компенсації порівняно з величиною, яку визначила енергосистема (за методом врахування додаткових факторів і використання в розрахунках тарифної вартості втрат електроенергії). Для її вирішення можна використовувати більш простий математичний апарат.

Запропоновані методи і моделі визначення вхідних реактивних потужностей з позиції окремого споживача і оптимального розміщення КУ в його мережах базуються на ряді наукових праць [41, 42, 58-61, 64, 70-82]. Розглянемо випадок, коли на підприємстві відсутні синхронні двигуни (СД), для компенсації використовується тільки батарея конденсаторів (БК).

Передумовою розрахунків компенсації реактивних навантажень будь-яким методом є попереднє визначення місць розміщення компенсувальних установок. Розміщення синхронних машин визначається вимогами технологічного процесу. Аналіз можливих варіантів розміщення БК в

електричних мережах промислових підприємств дозволяє сформулювати такі принципи щодо їх попереднього розміщення:

- компенсація РП здійснюється на робочій напрузі електроприймачів і КУ розміщуються як можна ближче до них;

- наявність на підприємствах електроприймачів неоднакової потужності і напруги (0,38-10) кВ з різною тривалістю роботи протягом доби зумовлює застосування комбінованих варіантів розміщення БК;

- в першу чергу визначається можливість застосування індивідуальної компенсації, яка найбільшою мірою відповідає сучасним вимогам до регулювання генерації реактивної потужності відповідно з її споживанням при відсутності затрат на засоби управління і комутаційну апаратуру;

- для компенсації реактивної потужності решти електроприймачів невеликої потужності і різного режиму роботи передбачається групова компенсація;

- для компенсації найменших реактивних навантажень в окремих вузлах передбачаються нерегульовані БК;

- у випадках розгалужених електричних мереж (є проміжні РУ, РП до і вище 1000 В, цехові ТП, шинопроводи) установка групових БК попередньо намічається на більш низьких рівнях схеми електропостачання (ближче до електроприймачів);

- обмеження на установку БК можуть бути за умовами навколишнього середовища, техніки безпеки і відсутності БК.

Керуючись цими принципами, можна попередньо намітити місця розміщення БК, наближених до оптимального розміщення. В процесі розрахунків ці місця уточнюються. Далі складається розрахункова електрична схема заміщення розподільчої мережі підприємства, на якій зазначаються її параметри, навантаження і місця розміщення БК. Реактивні навантаження зазначаються з врахуванням втрат холостого ходу трансформаторів. При наявності повітряних ліній 35 кВ і вище, а також

розгалужених кабельних ліній 35,6 (10) кВ і вище, враховується реактивна потужність, яка генерується цими лініями. Цільова функція для визначення вхідної реактивної потужності з позиції окремого споживача запишеться так:

$$Z = Z_{п.г} \cdot Q_M (1 - \Psi) + Z_{п.п.} \cdot Q_M \cdot \Psi + \frac{Z_{п.п.2} \cdot Q_M^2 \cdot \Psi^2}{K_0}, \quad (2.45)$$

де $Z_{п.г}$ - середньозважені питомі затрати на генерацію реактивної потужності всіма БК підприємства, тис. грн/МВАр; $Z_{п.п.}$ - питомі затрати підприємства на реактивну потужність і енергію, що споживається з мережі енергосистеми, тис. грн/МВАр; $Z_{п.п.2}$ - еквівалентні питомі затрати на передавання по мережі підприємства реактивної потужності, що споживається із мережі енергосистеми, тис. грн/МВАр²; Q_M - максимум реактивного навантаження підприємства в період максимуму активних навантажень енергосистеми, МВАр.

Середньозважені (за потужністю різних джерел: 0,38; 6 і 10 кВ) питомі затрати на генерування реактивної потужності визначаються за формулою:

$$Z_{п.г} = E \sum_{i=1}^n K_{п.і} \cdot \dot{U}_i \cdot \gamma_i + 10^{-3} \sum_{i=1}^n \Delta P_{п.і} \cdot \gamma_i \cdot C_{0і}, \quad (2.46)$$

де $C_{0і}$ - питома приведена вартість втрат активної потужності в БК і-го типу, грн/кВт; $K_{п.і}$ - питома вартість БК і-го типу, тис. карб./МВАр; γ_i - питома вага БК і-го типу в загальній потужності БК, які передбачається установити в мережах підприємства (форм. 2.3), відн. один.; \dot{U}_i - коефіцієнт, який враховує номінальну напругу БК і-го типу і рівень напруги в мережі в місці установки БК [55]; n - кількість типів БК; $\Delta P_{п.і}$ - питомі втрати активної потужності в БК і-го типу, кВт/МВАр.

Еквівалентні питомі затрати на передавання реактивної потужності по мережах підприємства до електроприймачів визначаються за формулою:

$$z_{п.п_2} = \frac{C_0 \cdot R_{с.в.}}{U_H^2}, \quad (2.47)$$

де U_H - базова номінальна або середня фактична напруга мережі, до якої приведені опори всіх елементів мережі підприємства, кВ; $R_{с.в.}$ - еквівалентний активний опір (Ом) мереж підприємства, який визначається за втратами до компенсації (або до додаткової компенсації) за формулою (2.21).

Питомі затрати на споживання реактивної потужності з мережі енергосистеми визначаються за формулою:

$$z_{п.п_1} = \frac{(Q_M \cdot C_{0,p} + W_{p,p} \cdot C_{0,d}) \cdot 10^{-3}}{Q_M}, \quad (2.48)$$

де $C_{0,p}$, $C_{0,d}$ - відповідно, основна і додаткова ставки на реактивну потужність і енергію, грн/кВАр; грн/кВАр·г; $W_{p,p}$ - річне споживання реактивної енергії, кВАр·г.

Значення величини K_0 визначається за формулою (2.20) для мереж підприємства в розрахунковому режимі. Для визначення величини R_c виконується послідовне еквівалентування (звертання) схеми електропостачання підприємства або її вузла. У випадку радіальної мережі (рис. 2.4) еквівалентний активний опір мереж, які живляться, наприклад, від розподільчих шин ГПП, ЦРП, РП вище 1000 В, цехової ТП, РП до 1000 В, визначається за формулою [55]:

$$R_c = 1 / \sum_{i=1}^n (1 / r_{ei}), \quad (2.49)$$

де r_{ei} - еквівалентний опір i -го приєднання, Ом; n - кількість приєднань.

Для еквівалентування магістральних мереж використовуються формули додавання двох послідовно і паралельно з'єднаних опорів елементів мережі. Еквівалентування починається з кінця магістралі. Наприклад, еквівалентний опір будь-якого відгалуження (r_j) з попереднім еквівалентним опором [$r_{e(1,j-1)}$] (рис. 2.4) буде дорівнювати

$$r_{e(1,j-1)} = \frac{r_j \cdot r_{e(1,j-1)}}{r_j + r_{e(1,j-1)}}, \quad (2.50)$$

де r_j - активний опір j -го відгалуження, Ом; $r_{e(1,j-1)}$ - еквівалентний опір елементів мережі з номерами від 1 до $j-1$, Ом; m - кількість елементів мережі.

За умовою $\partial Z / \partial \psi = 0$ одержимо:

$$\Psi_{\text{отт.п}} = \frac{(Z_{\text{п.г.}} - Z_{\text{п.п.}}) \cdot K_0}{2 \cdot Z_{\text{п.п.2}} \cdot Q_M}; \quad Q_{\text{с.п.}} = \frac{(Z_{\text{п.г.}} - Z_{\text{п.п.}}) \cdot K_0}{2 \cdot Z_{\text{п.п.2}}} \quad (2.51)$$

Далі виконується коригування величин $\Psi_{\text{отт.п}}$ і $Q_{\text{с.п.}}$ за умовою зниження потужності трансформаторів і ЛЕП або віддалення строків їх реконструкції (методику розрахунків див. вище). Для розрахунків в мережах підприємства використовуються такі формули:

$$Z_1 = Z_{\text{п.г.}} \cdot Q_M (1 - \Psi_{\text{отт.п}}) + Z_{\text{п.п.1}} \cdot Q_M \cdot \Psi_{\text{отт.п}} + \frac{Z_{\text{п.п.2}} \cdot Q_M^2 \cdot \Psi_{\text{отт.п}}^2}{K_0}, \quad (2.52)$$

$$\Delta Z = E \sum_{i=1}^n \Delta K_i + 10^{-3} \sum_{j=1}^m \Delta P_{x,yj} \cdot C_{oi} \cdot 10^{-3}, \quad (2.53)$$

$$Z_2 = Z_{\text{ПГ}} \cdot Q_M (1 - \Psi_{\text{ст.П}}) + Z_{\text{ПГ}} \cdot Q_M \cdot \Psi_{\text{ст.П}} + \frac{Z_{\text{ПГ}} \cdot Q_M^2 \cdot (\Psi_{\text{ст.П}})^2}{K_0} - \Delta Z \quad (2.54)$$

Можливість зменшення потужності трансформатора в кожному окремому випадку перевіряється шляхом визначення мінімально можливої потужності за формулою [55]:

$$S_{\text{min}} = \frac{P}{\beta_T \cdot N}, \quad (2.55)$$

де P - активне навантаження трансформаторної підстанції, МВт; β_T - коефіцієнт завантаження трансформатора; N - кількість трансформаторів.

Відкориговане значення $Q_{e.П}$ порівнюється з вхідною реактивною потужністю, яку задала енергосистема Q_e . При $Q_{e.П} > Q_e$ і наявності жорстких вимог енергосистеми до споживання реактивної потужності із її мережі за вихідну величину для подальших розрахунків приймається Q_e . В тих випадках, коли $Q_{e.П} < Q$ або $Q_{e.П} > Q_e$, але відсутні жорсткі вимоги енергосистеми, в ролі вихідної величини приймається $Q_{e.П}$. Після цього визначається сумарна потужність БК, які необхідно установити в електричних мережах підприємства за формулами (2.17)+(2.19).

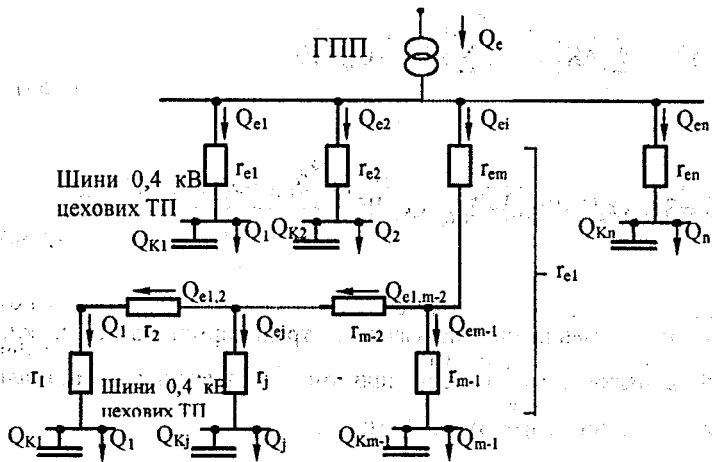


Рисунок 2.4 - Узагальнена схема заміщення розподільчої мережі підприємства

При наявності на підприємстві високовольтних СД визначається доцільність їх використання для компенсації шляхом техніко-економічного порівняння з такими джерелами реактивної потужності як батареї конденсаторів і енергосистема. Розрахункова схема мереж підприємства представлена на рис. 2.5. Прийнято, що СД одержують живлення від РП 6(10) кВ. Математична модель для визначення оптимальних значень величин Q_e , Q_d , Q_K має такий вигляд:

$$\begin{cases} Z = 3_{пп1} Q_e + 3_{пп2} Q_e^2 + 3_{пг} Q_K + 3_{1д} Q_d + 3_{2д} Q_d^2 \rightarrow \min \\ Q_M = Q_e + Q_K + Q_d; \quad Q_M \geq Q_e; \quad Q_K \geq 0, Q_d \geq 0 \end{cases} \quad (2.56)$$

де Q_e - значення вхідної реактивної потужності, яка споживається із мережі енергосистеми, МВАр; Q_d - значення сумарної реактивної потужності високовольтних синхронних двигунів, яку можна використовувати для КРН підприємства, МВАр; Q_K - значення сумарної потужності батарей конденсаторів, які можна установити в мережах

підприємства (в доповнення до СД), МВАр; $Z_{1д}$ - питомі затрати на генерування реактивної потужності (всіма СД), які залежать в першому ступені від потужності, що генерується, тис.грн/МВАр; $Z_{2д}$ - питомі затрати на генерування реактивної потужності всіма СД і її передавання до споживачів (по мережі підприємства), які залежать в другому ступені від потужності, що генерується (причому $Z_{2д} = Z_{2дг} + Z_{2дп}$), тис.грн/МВАр

Значення величин $Z_{1д}$ і $Z_{2д}$ можна визначити за формулами, наведеними в [83]. Значення величини $Z_{п.п2}$ визначається за формулою (2.48). Питомі затрати на передавання вхідної реактивної потужності і величини Q_d в і-й вузол мережі підприємства (рис. 2.5) визначаються, відповідно, за формулами:

$$Z_{п.п2} = \frac{C_0 \cdot (r_{e1} + r_{e3})}{U_H^2}; \quad Z_{2д.п} = \frac{C_0 \cdot (r_{e2} + r_{e3})}{U_H^2}, \quad (2.57)$$

де r_{e1} - еквівалентний активний опір трансформаторів ГПП і ліній, які живлять проміжні РП 6(10) кВ, Ом; r_{e2} - еквівалентний активний опір ліній, які живлять СМ, Ом; r_{e3} - еквівалентний активний опір розподільчої мережі підприємства (від РП 6(10) кВ до місць установки БК (шини 380 В цехових ТП, проміжних РП, шинопроводів)).

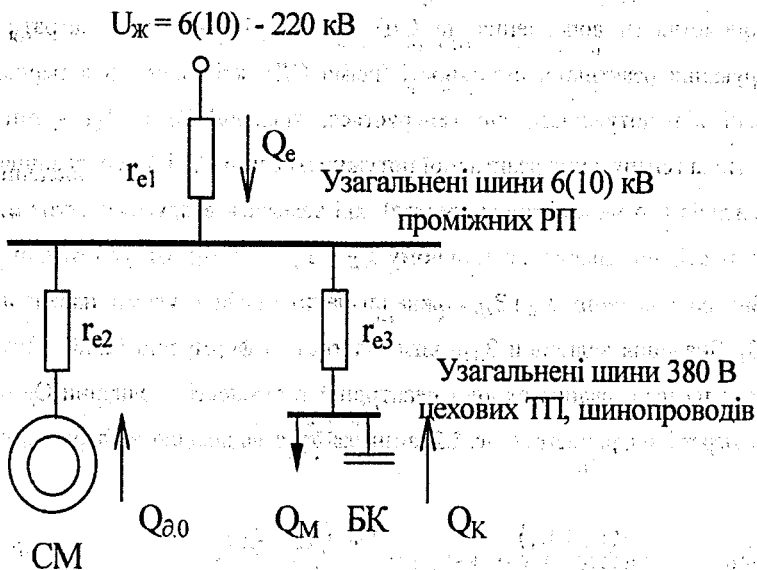


Рисунок 2.5 - Розрахункова схема для визначення вхідної реактивної потужності з позиції підприємства: СМ - синхронна машина; БК - батареї конденсаторів; $U_{ж}$ - напруга живлення підприємства, кВ

Виходячи з умов $\partial F / \partial Q_e = 0, \partial F / \partial Q_K = 0, \partial F / \partial Q_{д.о} = 0, \partial F / \partial \lambda = 0$, отримасмо:

$$Q_{с.п} = \frac{\lambda - 3_{п.п1}}{2 \cdot 3_{п.п2}}, \quad Q_{д.о} = \frac{\lambda - 3_{г}}{2 \cdot 3_{2г}},$$

$$\lambda = 3_{п.г}$$

Враховуючи, що $\lambda = 3_{п.г}$, остаточно отримаємо

$$Q_{с.п} = \frac{3_{п.г} - 3_{п.п1}}{2 \cdot 3_{п.п2}}, \quad Q_{д.о} = \frac{3_{п.г} - 3_{дл}}{2 \cdot 3_{2д}},$$

$$Q_K = Q_M - Q_e - Q_{д.о}. \quad (2.59)$$

При $Q_{e.n} \leq 0$, то $Q_{e.n} = 0$; при $Q_K \leq 0$, то $Q_K = 0$; при $Q_{д.о} \leq 0$, то $Q_{д.о} = 0$.
Надалі здійснюється коригування величин $Q_{e.n}$, Q_K , $Q_{д.о}$ з врахуванням зниження потужності трансформаторів і мереж або віддалення строків їх реконструкції та їх оптимальний розподіл серед вузлів мережі підприємства, а також послідовна перевірка виконання технічних обмежень.

2.11 Оптимізація розміщення КУ в мережах споживачів

(балансові задачі)

Як вже вище зазначалось, оптимізація розміщення КУ в електричних мережах зводиться до розв'язання балансової задачі. Але спочатку доцільно перевірити допустимість спрощеного пропорційного розподілу сумарної потужності батареї конденсаторів серед навантажувальних вузлів мереж підприємства за допомогою викладеного вище методу (всі необхідні для цього дані, одержані: K_{os} , $\Psi_{opt.n}$). В разі неприйнятності пропорційного розподілу, здійснюються оптимізаційні розрахунки. Для цього запропоновані наступні моделі.

Перша модель: з використанням методу послідовного еквівалентування [15], критерій оптимізації - мінімальні втрати [60]. Ідея методу базується на ієрархічному принципі побудови систем електропостачання і полягає в поступовому звертанні схеми та перерахунку техніко-економічних характеристик еквівалентованих частин системи. Для заданої і перетворених схем мережі формуються спеціальні функції, еквівалентні за втратами активної потужності. При зворотному ході функцію зв'язку виконують оптимальні значення реактивних потужностей.

В нашому випадку умовою еквівалентності втрат є рівняння

$$\sum_{i=1}^n Q_i^2 r_i = Q_M^2 R_{e,с}, \quad (2.60)$$

де Q_i - реактивне навантаження i -ї вітки схеми заміщення мереж підприємства; r_i - активний опір i -ї вітки; Q_M - максимум реактивного навантаження на ввіді мереж підприємства; $R_{e,с}$ - еквівалентний (за втратами) активний опір мереж підприємства.

З метою визначення величин $R_{e,с}$, R_e і K_0 виконується згортання схеми. При зворотному ході (розгортанні схеми) визначаються оптимальні значення вхідних реактивних потужностей у вузли

$$Q_{ci} = \frac{Q_e R_e}{\Gamma_{ci}}, \quad (2.61)$$

де Q_{ci} - оптимальне значення вхідної реактивної потужності в i -й вузол; R_e - еквівалентний опір мережі підприємства, визначений шляхом послідовно-паралельного сумування її елементів; Γ_{ci} - еквівалентний опір i -го приєднання ГПП (ЦРП, РП), від якого одержує живлення i -й вузол; Q_e - вхідна РП на ввіді підприємства;

потужності компенсувальних установок у вузлах

$$Q_{куi} = Q_{ni} - Q_{ci} = Q_{ni} - \frac{Q_e R_e}{\Gamma_{ci}}, \quad (2.62)$$

де Q_{ni} - реактивне навантаження i -го вузла.

При необхідності величина Q_{ci} може розподілятися серед вузлів цехової мережі (РП, шинопроводів) за тією ж самою формулою (2.61) (аж до місць установки БК). При невиконанні технічного обмеження (2.33) виконується коригування розв'язку задачі з використанням ітеративної

процедури (форм. (2.43)). Послідовно виконується перевірка виконання решти технічних обмежень. Запропонована модель дозволяє досягти мінімальних втрат (величина Q_e розподіляється обернено-пропорційно активним опорам мережі). Однак не враховуються безпосередньо в моделі балансова умова (2.30) і можлива неустановка в деяких вузлах БК (перевірка виконання балансової умови здійснюється після визначення величин Q_{ci} і Q_{kj}).

Друга модель: з врахуванням балансової умови і можливої неустановки БК, критерій оптимізації - мінімум втрат [58].

Математична модель для визначення оптимальних значень вхідних реактивних потужностей і потужностей БК у вузлах мереж підприємства з врахуванням можливої неустановки в деяких вузлах компенсувальних установок має такий вигляд:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P = \frac{10^{-3}}{U_H^2} \left(\sum_{i=1}^n Q_{ci}^2 r_{ci} + \sum_{j=1}^m Q_{Hj}^2 r_{ej} \right) \rightarrow \min; \\ Q_e = \sum_{i=1}^n Q_{ci} + \sum_{j=1}^m Q_{Hj}; \quad Q_{ci} \leq Q_{Hi}; \quad Q_{ki} \geq 0; \\ U_{\max} \geq U \geq U_{\min}; \quad I \geq I_{\text{дон}}; \quad Q_{\max} \geq Q \geq Q_{\min} \end{array} \right. \quad (2.63)$$

де Q_{Hj} - реактивне навантаження j -го вузла, в якому не передбачається установка КУ, МВАр; r_{ej} - еквівалентний активний опір вхідної вітки в j -й вузол, в якому не встановлюється КУ, Ом; m - кількість вузлів, в яких не встановлюються КУ; Q_{ci} - вхідна реактивна потужність в i -й вузол, МВАр; r_{ci} - еквівалентний активний опір вхідної вітки в i -й вузол, в якому передбачається установка КУ, Ом; n - кількість вузлів мережі підприємства, в яких передбачається установка КУ.

Використовуючи функцію Лагранжа

$$F = \frac{10^{-3}}{U_H^2} \left(\sum_{i=1}^n Q_{ci}^2 r_{ci} + \sum_{j=1}^m Q_{Hj}^2 r_{Hj} \right) + \lambda \left(Q_c - \sum_{i=1}^n Q_{ci} - \sum_{j=1}^m Q_{Hj} \right), \quad (2.64)$$

із умов $\frac{\partial F}{\partial Q_{ci}} = 0$ і $\frac{\partial F}{\partial \lambda} = 0$ знаходимо:

$$Q_{ci} = \frac{U_H^2 10^3 \lambda}{2 r_{ci}}, \quad \lambda = \frac{Q_c - \sum_{j=1}^m Q_{Hj}}{\frac{U_H^2 \cdot 10^3}{2} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{1}{r_{ci}}} \quad (2.65)$$

Враховуючи (2.62) і виходячи із умови балансу реактивних потужностей у вузлах визначаються потужності КУ за формулою

$$Q_{ki} = Q_{Hi} - \frac{U_H^2 10^3 \lambda}{2 r_{ci}} \quad (2.66)$$

Надалі, при невиконанні технічних обмежень (2.63) виконуються послідовне коригування значень Q_{ci} і Q_{ki} .

Третя модель: оптимізація розміщення компенсуючих установок за критерієм мінімуму приведених затрат [73]. Математична модель для оптимального (за умовою мінімуму, приведених затрат) розподілу БК між вузлами мережі підприємства запишеться в такому вигляді:

$$\begin{cases} Z = \sum_{i=1}^n Z_{n,ri} Q_i a_i + \sum_{i=1}^n Z_{n,pj} Q_i^2 (1 - a_i)^2 \rightarrow \min; \\ \sum_{i=1}^n Q_i a_i = Q_k \text{ або } \sum_{i=1}^n Q_{ki} = Q_k; a_i \geq 0 (Q_{ki} \geq 0); \\ U_{\max} \geq U \geq U_{\min}; I \geq I_{\text{доп}}; Q_{\max} \geq Q_{\min}, \end{cases} \quad (2.67)$$

де a_i - ступінь КРП в i -му вузлі і в i -й (вхідній в цей вузол) вітці.

Виходячи з умов $\frac{\partial F}{\partial a_i} = 0$ і $\frac{\partial F}{\partial \lambda} = 0$, знаходимо оптимальне значення

ступеню компенсації реактивної потужності в i -му вузлі

$$a_{\text{opt}} = 1 - \frac{3_{\text{п.гі}} + \lambda}{2 \cdot 3_{\text{п.пі}} Q_i} \quad (2.68)$$

Перемноживши праву і ліву частину рівняння (2.67) на величину Q_i і прийнявши до уваги (2.28), одержимо формулу для визначення оптимального значення потужності батарей конденсаторів в i -му вузлі

$$Q_{ki} = Q_i - \frac{3_{\text{п.гі}} + \lambda}{23_{\text{п.пі}}} Q_i \quad (2.69)$$

$$\sum_{i=1}^n Q_i a_i = \sum_{i=1}^n Q_{ki} = Q_k \quad (2.70)$$

Сумуючи вираз (2.69) і враховуючи (2.70), одержимо вираз для визначення коефіцієнта λ :

$$\lambda = \frac{2Q_e - \sum_{i=1}^n \frac{3_{\text{п.гі}}}{3_{\text{п.пі}}}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{3_{\text{п.пі}}}} \quad (2.71)$$

Якщо виявиться, що для ряду змінних порушено технічне обмеження $a_i \geq 0$ ($Q_{ki} \geq 0$), то розв'язок коригується до тих пір, поки в усіх вузлах не буде виконуватись вказане обмеження.

Визначення оптимального завантаження синхронних двигунів [64]

Задача визначення оптимального завантаження синхронних двигунів виникає в тих випадках, коли на підприємстві застосовуються СД різного типу і вони розміщуються в різних місцях мережі.

На рис. 2.6 показаний загальний випадок передавання реактивної потужності в i -й вузол мережі від n синхронних двигунів.

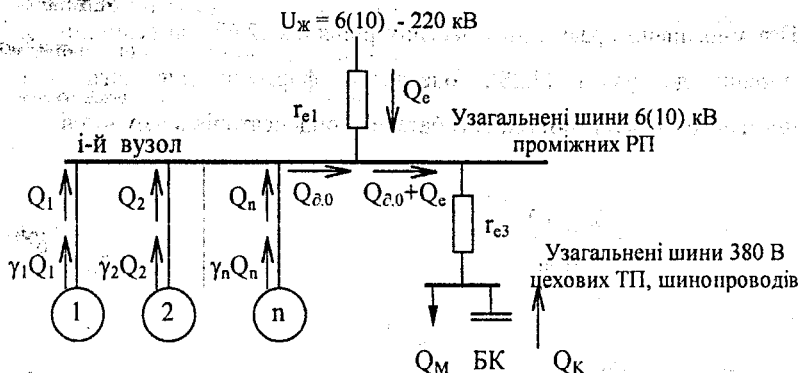


Рисунок 2.6 - Розрахункова схема для визначення оптимального завантаження СД

Математична модель для визначення оптимального завантаження кожного СД (за умовою мінімуму втрат) в розрахунковому режимі має вигляд:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P = \sum_{i=1}^n a_i Q_i^2 + \sum_{i=1}^n b_i Q_i + \sum_{i=1}^n c_i Q_i^2 \rightarrow \min; \\ \sum_{i=1}^n Q_i = Q_{d.0}; Q_i \geq 0; \\ U_{\max} \leq U \leq U_{\min}; Q_{\max} \leq Q \leq Q_{\min}; \end{array} \right. \quad (2.72)$$

де ΔP - сумарні втрати активної потужності в СД і живлячих їх лініях, кВт; Q_i - реактивна потужність, яку генерує i -й СД, кВАр; $Q_{до}$ - реактивна потужність, яку доцільно одержувати від усіх СД, кВАр; n - кількість СД; a_i, b_i - коефіцієнти апроксимації функції втрат активної потужності в i -му СД при генеруванні реактивної потужності:

$$a_i = \frac{D_{2i}}{Q_i^2}, \quad b_i = \frac{D_{1i}}{Q_{Hi}}; \quad (2.73)$$

c_i - коефіцієнт втрат в лінії, по якій одержує живлення i -й СД:

$$c_i = \frac{10^{-3} r_i}{U_H^2}, \quad (2.74)$$

r_i - активний опір лінії, по якій одержує живлення i -й СД.

Розв'язання задачі здійснюється методом неозначених множників Лагранжа. Функція Лагранжа

$$F = \sum_{i=1}^n a_i Q_i + \sum_{i=1}^n b_i Q_i + \sum_{i=1}^n c_i Q_i^2 + \lambda \left(- \sum_{i=1}^n Q_i + Q_{до} \right) \quad (2.75)$$

Із умов $\frac{\partial F}{\partial Q_i} = 0$ і $\frac{\partial F}{\partial \lambda} = 0$ визначимо:

$$Q_i = \frac{(\lambda - b_i)}{2(a_i + c_i)}, \quad (2.76)$$

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_{до} \quad (2.77)$$

Сумуючи ліву і праву частини рівняння (2.76) і приймаючи до уваги (2.77), отримаємо

$$2Q_{d.o} + \sum_{i=1}^n \frac{b_i}{a_i + c_i} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{a_i + c_i} \quad (2.78)$$

Далі перевіряється виконання технічних вимог (за пропускною здатністю мережі, напругою, невід'ємністю потужності СД і її максимально можливою величиною). При $Q_i < 0$, то $Q_i = 0$ і величина $Q_{d.o}$ оптимально розподіляється серед решти СД. При $Q_i > Q_{max}$, то $Q_i = Q_{max}$ і нове значення $Q_{d.o} = Q_{d.o} - Q_i$ розподіляється серед решти СД. Перевіркою правильності обчислень служить балансова умова (2.77).

2.12 Особливості розрахунку КРП і управління КУ в мережах ЕТК нерудних кар'єрів

В умовах гірничих підприємств компенсація реактивної потужності набуває особливої актуальності. Це пояснюється рядом викладених вище причин (підрозд. 1.1).

Порівняльна оцінка можливих варіантів розміщення БК в кар'єрних мережах показала, що впровадження групової компенсації в кар'єрних мережах пов'язане з технічними труднощами. Не дивно, що такий вид компенсації там практично не використовується (за виключенням електроустановок промплощадок кар'єрів). Не дивлячись на значні переваги, індивідуальна компенсація також не поширена. Це пояснюється тим, що гірничі машини і механізми проектуються без врахування місць для розміщення індивідуальних БК, а також відсутністю в електроперсоналу інформації про переваги індивідуальної компенсації в даних умовах. В той же час на діючих кар'єрах використовується, як правило, найменш ефективна нерегульована централізована компенсація (з розміщенням на ГПП, ЦРП або РП 6(10)кВ). Це стає зрозуміло, якщо взяти до уваги переваги централізованої компенсації (менша потужність, простіше і дешевше

управління, простіший нагляд за роботою БК). Для кар'єрних мереж при систематичному перерозподілу навантажень в окремих вузлах, зміни кількості і місць розташування вузлів в розподільчій мережі та її параметрів, розподіл БК за умовою мінімуму втрат електроенергії або мінімуму приведених витрат втрачає всякий сенс. Індивідуальна компенсація в умовах кар'єрних мереж має наступні переваги:

- втрати електроенергії і напруги знижуються найбільшою мірою (БК устанавлюються безпосередньо на гірничих машинах);
- найбільш просто здійснюється автоматичне регулювання потужності БК при відсутності затрат на апаратуру управління і комутації;
- внаслідок викладених в попередніх пунктах причин, індивідуальна компенсація найбільш сприятливо впливає на підвищення рівнів напруги на зажимах низьковольтних електроприймачів в нормальному і пусковому режимах їх роботи (рис. 2.7 і 2.8)

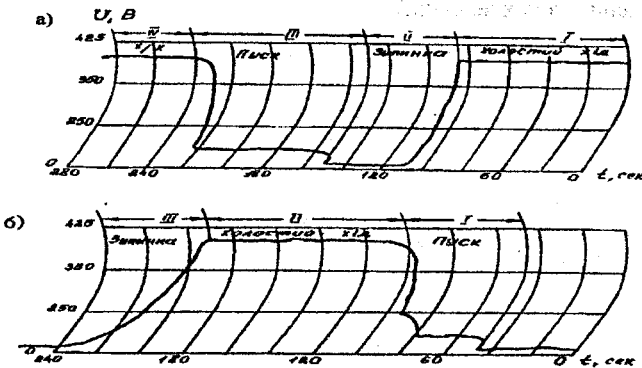


Рисунок 2.7 - Діаграми напруги на зажимах мережного двигуна екскаватора Е-2503 при його пуску: а-без БК; б-з БК ($O_{БК}=0,7Q_{XX}$. Q_{XX} - реактивна потужність холостого ходу двигуна)

- спрощується обслуговування БК і одночасно покращується контроль за їх станом. Змінний контроль (шляхом зовнішнього огляду) можна покласти на машиністів гірничих машин і механізмів;

- при індивідуальній компенсації зростання опору мереж, електричних навантажень та їх періодичний перерозподіл серед вузлів, зміна місць приєднання гірничих машин до кар'єрних розподільчих мереж 6(10)кВ, не тільки не зменшує, а навпаки, збільшує ефективність компенсації;

- достатньо велика одинична потужність БК, які встановлюються на гірничих машинах і механізмах (80-320 кВАр), при їх дво або три змінній роботі сприяє застосуванню індивідуальної компенсації в кар'єрних мережах.

З врахуванням викладеного, пропонується така схема попереднього розміщення, розрахунку і розподілу БК:

- визначається вхідна реактивна потужність підприємства на період максимуму активних навантажень енергосистеми $Q_{с.п.}$, яка порівнюється з величиною, що задала енергосистема Q_e (для подальших розрахунків приймається менша із цих величин);

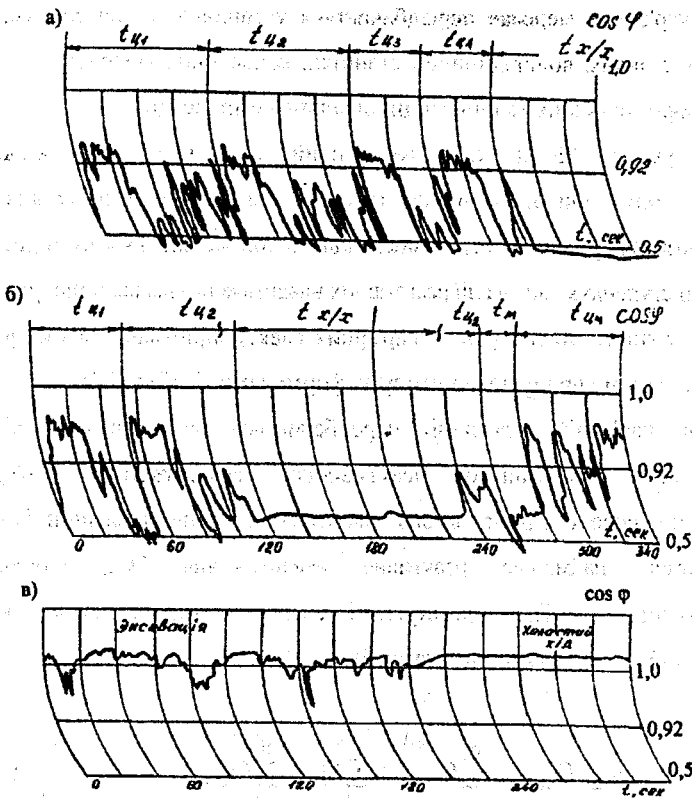


Рисунок 2.8 - Графік коефіцієнта потужності екскаватора ЕКГ-4,6 при екскавації гірничої маси (IV категорія): а - при відсутності індивідуальної БК ($Q_k=0$); б - при частковій компенсації реактивної потужності холостого ходу екскаватора ($Q_k=0,7 \cdot Q_k$); в - при повній компенсації реактивної потужності холостого ходу ($Q_k=Q_{xx}$)

- розрахункова величина Q_c розподіляється за умовою мінімуму втрат серед таких споживачів підприємства, як кар'єр, промплощадка кар'єру, дробильно-сортувальний завод та ін.;

- в кар'єрних мережах передбачається установка БК на екскаваторах, бурових станках, водовідливних станціях, конвеєрних комплексах, агрегатах гідророзкривання та інш. (індивідуальна компенсація);

- потужність БК на екскаваторах приймається рівною потужності холостого ходу. При різко змінних графіках навантажень екскаваторів такий підхід дозволяє уникнути перекомпенсації і в той же час досягнути достатньо високого ступеню компенсації реактивних навантажень екскаваторів (рис. 2.8);

- потужність БК для решти кар'єрних електроприймачів визначається з використанням спрощеного методу за формулами (2.27) і (2.28);

- на кар'єрній підстанції передбачається балансувальна БК для компенсації найменшого реактивного навантаження кар'єру і недокомпенсованого реактивного навантаження гірничих машин. В умовах експлуатації найменше реактивне навантаження Q_{\min} визначається експериментально. При проектуванні систем електропостачання кар'єрів величину Q_{\min} можна визначати за виразом:

$$Q_{\min} = \sum_{i=1}^n Q_{X.Ti} + \sum_{j=1}^m Q_{X.nj} + \sum_{s=1}^k Q_s + \sum_{j=1}^p Q_{екв} \quad (2.79)$$

де $Q_{X.Ti}$ - реактивна потужність холостого ходу i -го трансформатора, МВАр; $Q_{X.nj}$ - реактивна потужність холостого ходу j -ї кар'єрної ЛЕП, МВАр; Q_s - розрахункова реактивна потужність s -го електроприймача, який працює в період найменших навантажень кар'єру, МВАр; $Q_{екв}$ - недокомпенсована реактивна потужність γ -го екскаватора.

2.13 Оцінка ефективності і похибки розрахунків компенсації

Ефективність КРП в даний час оцінюється різними показниками [45, 56, 84].

Необхідність в уточненні методики оцінювання ефективності компенсації іпохибки розрахунків КРП викликана деякими змінами в нормативних документах і в підходах до розрахунку КУ і управління ними.

Річний економічний ефект від впровадження оптимальної КРП (включаючи і управління КУ) для мереж підсистеми пропонується визначати за формулою

$$E_p = \dot{Q}_B \dot{R} \dot{C} \dot{Q}_B (\Psi_\phi^2 - \Psi_{\text{opt}}^2 \cdot \lambda_k) - \dot{Q}_H \dot{D} (1 - \Psi_{\text{opt}}) + \Delta Z \quad (2.80)$$

де Ψ_ϕ - фактичне значення вхідної реактивної потужності в мережах підсистеми до компенсації (або до додаткової компенсації), у відн.один.; Ψ_{opt} - те ж, оптимальне значення; λ_k - коефіцієнт, який враховує зменшення вартості втрат за рахунок зміни конфігурації графіка реактивного навантаження підсистеми після установки КУ, від. один.[3]; ΔZ - економія приведених затрат при зменшенні потужності трансформаторів і ЛЕП.

Відповідно питомий економічний ефект: $\delta E_p = E_p / Q_{ky}$. Зниження втрат активної потужності (кВт) після впровадження оптимальної компенсації в мережах підсистеми в розрахунковому режимі:

$$\Delta P = \frac{10^{-3}}{U_H^2} (\dot{Q}_H)_t \dot{P} \dot{R} \dot{P}_t \dot{Q}_H (\Psi_\phi^2 - \Psi_{\text{opt}}^2) \quad (2.81)$$

Відповідно, питома зниження втрат активної потужності (кВт/кВАр) або економічний еквівалент реактивної потужності: $\delta P = \Delta P / Q_{ky}$.

Зниження втрат активної електроенергії (кВт·г) за рік після впровадження оптимальної КРП в мережах підсистеми:

$$\Delta W_a = \frac{10^{-3} \tau_{\text{м.р}}}{U_H^2} (Q_H)_t \text{ПРПІ}_t Q_H (\Psi_{\phi}^2 - \Psi_{\text{опт}}^2) \quad (2.82)$$

де $\tau_{\text{м.р}}$ - число максимальних втрат за реактивною потужністю, годин (величина $\tau_{\text{м.р}}$ визначається за графіком реактивного навантаження після установки КУ).

Відповідно питоме зниження втрат активної електроенергії для мереж підсистеми (кВт г/кВАр): $\delta W = \Delta W_p / Q_{\text{кв}}$. Зниження втрат активної електроенергії в мережах споживача за рік пропонується визначати за формулою:

$$\Delta W_a = \frac{10^{-3} R_{\text{е.п}} Q_m^2 \tau_{\text{м.р}}}{U_H^2} (\Psi_{\phi}^2 - \Psi_{\text{опт}}^2) \quad (2.83)$$

Строк окупності капітальних вкладень в КРП (років):

$$T_{\text{ок}} = \frac{E_r}{3_{\text{п.г}} Q_m (1 - \Psi_{\text{опт.п}})} \quad (2.84)$$

Похибки розрахунків, як відомо, можуть бути розділені на дві групи - методичні і інформаційні. Перші зумовлені застосуванням неточних методів розрахунку, інші - неточністю вихідної інформації [45].

В зв'язку з неможливістю точного визначання величин, що розраховуються, в [45] пропонується результат будь-якого інженерного розрахунку представляти в інтервальній формі (у вигляді мінімальних і максимальних можливих значень). Розрахунок і аналіз інтервалів невизначеності економічного ефекту від впровадження тих чи інших

заходів дозволяє планувати до першочергової реалізації ті з них, які дають гарантований ефект в умовах невизначеності вихідної інформації.

Однак з огляду на відсутність, як правило, необхідної інформації і складності цих обчислень, пропонується погіршність нових методів розрахунку КРП визначати по відношенню до базового (нормативного) методу, яким повинні користуватись проектні і експлуатаційні організації. Умовою зіставлення є сам об'єкт проектування з його вихідними даними.

Погіршність методу, що проектується (%) по відношенню до нормативного, пропонується визначати за формулами:

$$\gamma_{\text{пр}}^E = \frac{E_{\text{р.пр}} - E_{\text{р.н}}}{E_{\text{г.м}}} \cdot 100, \quad \gamma_{\text{пр}}^{\Delta P} = \frac{\Delta P_{\text{пр}} - \Delta P_{\text{н}}}{\Delta P_{\text{н}}} \cdot 100, \quad (2.85)$$

де $E_{\text{р.пр}}$ - річний економічний ефект, який отриманий при розрахунку КРП для даного об'єкта методом, що пропонується; $E_{\text{р.н}}$ - теж, нормативним методом; $\Delta P_{\text{пр}}$ - зниження втрат потужності в режимі максимальних навантажень при розрахунку КРП методом, що пропонується; $\Delta P_{\text{н}}$ - теж, нормативним методом.

Як відомо, нормативні методи розробляються шляхом узагальнення кращих методів розрахунку, розроблених за останній період часу. Тому запропонований підхід може служити своєрідним механізмом удосконалення нормативних методів розрахунку КРП.

Приклад 1 Визначення оптимальних значень ВРП і сумарної потужності КУ для мереж підсистеми і її вузлів

Розрахункова схема мереж підсистеми подана на рис. 2.9, а її схема

заміщення – на рис. 2.10. Мережі окремих споживачів представлені еквівалентними активними опорами, які приведені до базової напруги 220 кВ. Найбільші навантаження споживачів передбачаються відомими і заданими на схемах - в мВА, напруга - в кВ, довжина дільниць - в км, опори - в Ом. Можливі місця розміщення КУ показані на рис. 2.10. Питомі затрати на КУ у вузлах подані в таблиці 2.4. Питома вартість втрат активної потужності, $C_0 = 112$ крб/кВт, значення $K_0 = 2,32$. Навантаженнями у вузлах ЕС 2, 5, 8, 11, 14, 17, 20, 23, 26 і 29 є реактивні потужності холостого ходу трансформаторів. Враховуючи, що навіть після додаткової компенсації, розрахованої за умовою тільки зниження втрат в мережах (при $a_{opt} = 0,15$, див.табл.), потужність одного трансформатора вузлової підстанції ЕС (90 мВА) виявляється меншою 70% загального навантаження підстанції, тобто

$$0,7SM = 0,7133,4 = 93,4 > 90 \text{ мВА} \quad [6],$$

розрахунок КРП необхідно виконувати з врахуванням віддалення строків реконструкції вузлової підстанції енергосистеми. Альтернативним рішенням є її реконструкція. Всі розрахунки виконані за методикою, викладеною вище, в цінах 1990 р. і представлені в таблиці 2.4.

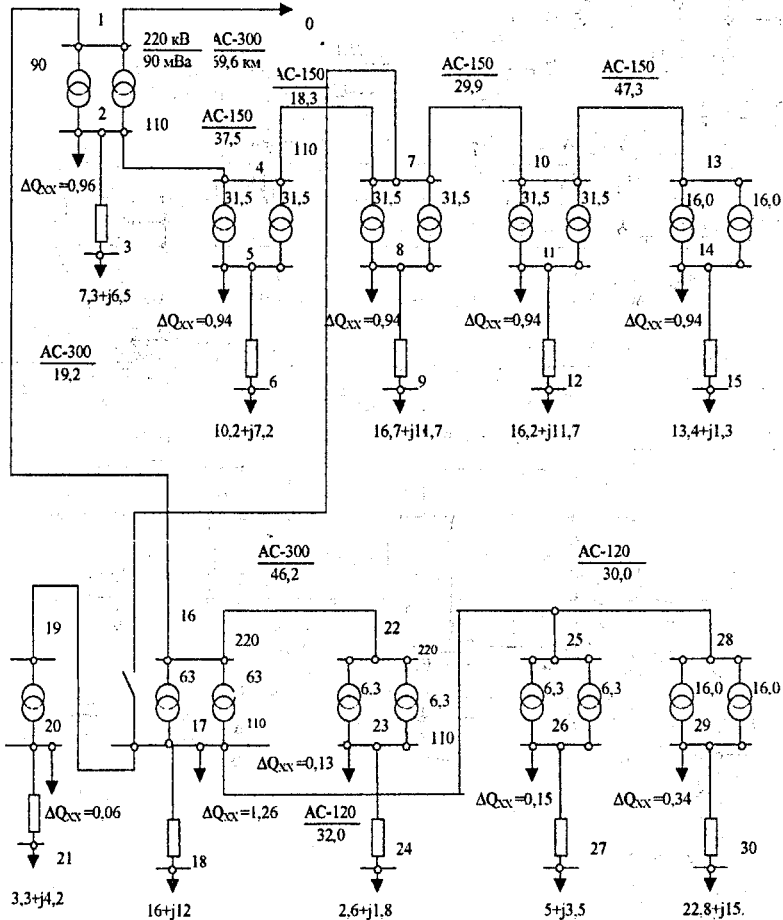


Рисунок 2.9 - Розрахункова електрична схема мереж підсистеми

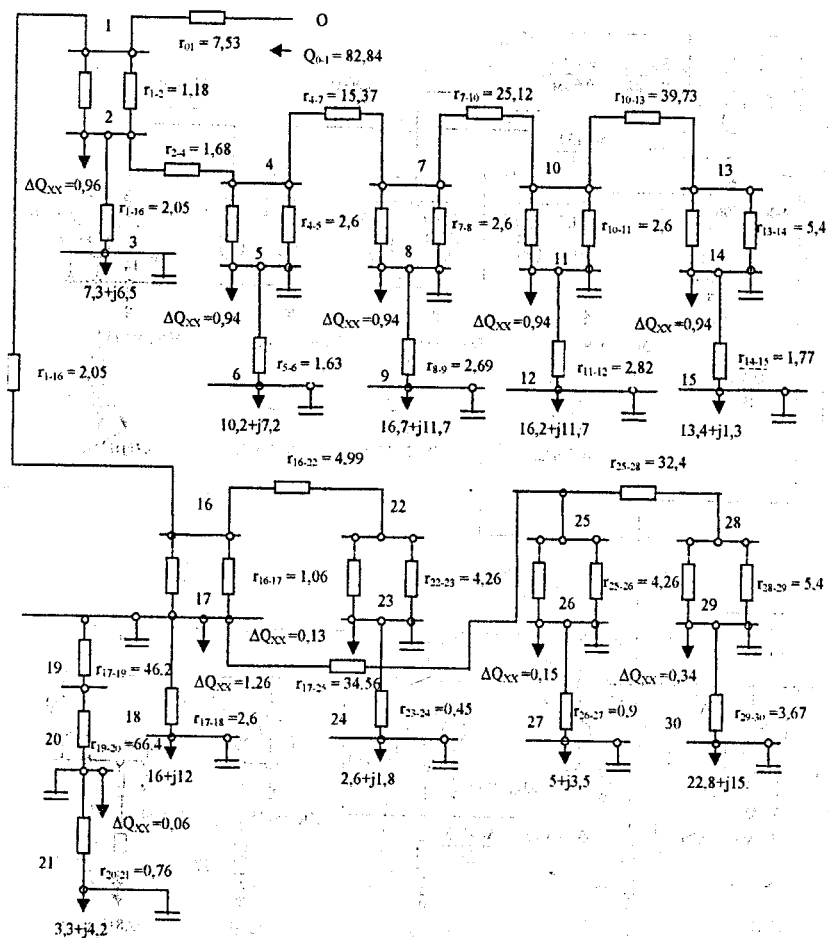


Рисунок 2.10 – Схема заміщення мереж підсистеми і можливі місця розміщення батарей конденсаторів

Таблиця 2.4 - Результати розрахунку оптимальної КРП в мережах підсистеми

№ вузла	Реактивні навантаження вузлів, $Q_{кв}$, МВАр	Питомі затрати КУ у вузлах, D_i крб/МВАр	Вхідна реактивна потужність і потужність КУ в навантажувальних вузлах підсистеми з врахуванням тільки зниження втрат в мережах			
			з врахуванням зниження втрат і віддалення строків реконструкції вузлової підстанції		з врахуванням зниження втрат і віддалення строків реконструкції вузлової підстанції	
			Q_{ei} , Мвар	Q_{ki} , Мвар	Q'_{ei} , Мвар	Q'_{ki} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7
1	-	-	-	-	-	-
2	0,94	1,33	0,94	0	0,94	0
3	6,5	3,07	6,5	0	2,51	3,989
5	0,94	1,33	0,94	0	0,94	0
6	7,2	3,07	7,2	0	2,587	4,613
8	0,94	1,33	0,94	0	0,94	0
9	11,7	3,07	10,47	1,23	1,57	10,13
11	0,94	1,33	0,94	0	0,94	0
12	11,7	3,07	10,0	1,7	1,498	10,202
14	0,94	1,33	0,94	0	0,94	0
15	1,3	3,07	1,3	0	1,3	0
23	0,13	3,07	0,13	0	0,13	0
24	1,8	3,07	1,8	0	1,8	0
17	1,26	1,33	1,26	0	1,26	0
20	0,06	2,73	0,06	0	0,06	0
21	4,2	3,07	4,2	0	4,2	0
18	12	1,44	10,83	1,17	1,625	10,375
26	0,15	3,07	0	0,15	0,15	0
27	3,5	1,71	3,5	0	3,5	0
29	0,34	3,07	0,34	0	0,34	0

Продовження таблиці 2.4

21	15,9	3,52	7,65	8,25	1,148	14,752
Σ	82,44	-	70,10	12,35	28,39	54,06

Приклад 2. Виконати розрахунок компенсації реактивної потужності в мережах підприємства, яке одержує живлення від підстанції 110/6 кВ

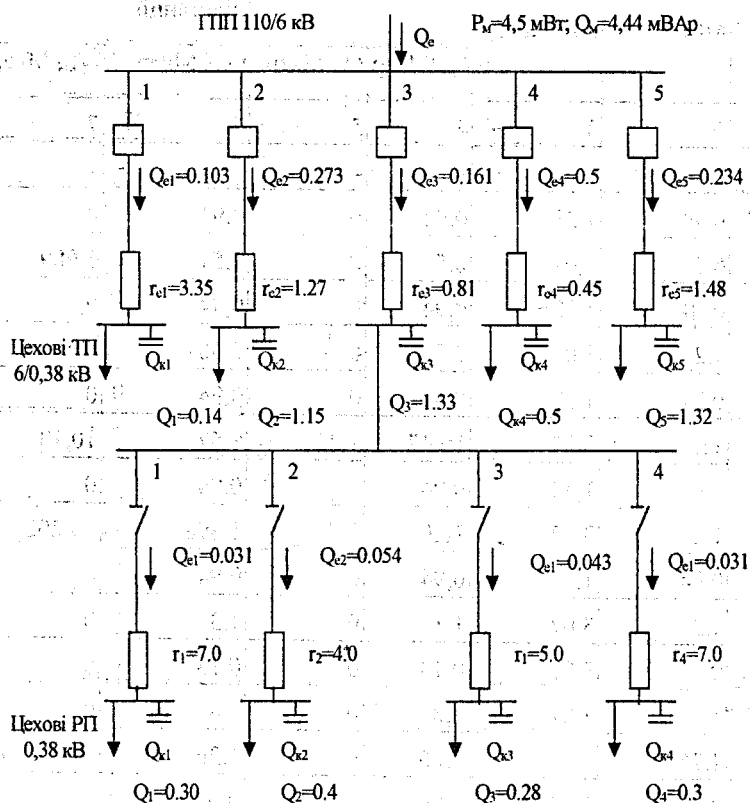


Рисунок 2.11 - Розрахункова схема заміщення мереж підприємства

(перший район ОЕС) по кабельних лініях. Опори елементів частково згорнутої схеми електропостачання (Ом), розрахункові реактивні навантаження (МВАр), місця установки батарей показані на рис. 2.11. Підприємство працює в три зміни. Синхронні двигуни відсутні. Цех, який детально проектується, одержує живлення по лінії 3. Опори всіх елементів мережі приведені до базової напруги 6 кВ. Вхідна реактивна потужність, яка задана енергосистемою, дорівнює $Q_e = 1,26$ МВАр. Визначити сумарну потужність конденсаторних батарей і оптимально (за умовою мінімуму втрат електроенергії) розподілити їх серед окремих вузлів мережі підприємства.

Розв'язання.

1. За формулою (2.17) визначаємо сумарну потужність батарей конденсаторів, які необхідно установити в мережах підприємства, що проектується:

$$Q_K = Q_M - Q_e = 4,44 - 1,26 = 3,18 \text{ МВАр.}$$

2. За формулами (2.61) і (2.62) визначаємо оптимальні значення потужності БК, які необхідно установити з низької сторони цехових ТП.

Попередньо визначимо еквівалентний опір мереж всіх присіднань, які підключені до шин 6 кВ ГПП підприємства, за формулою:

$$R_e = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{r_{ei}}} = \frac{1}{\frac{1}{1,35} + \frac{1}{1,27} + \frac{1}{(0,81 + 1,36)} + \frac{1}{0,45} + \frac{1}{1,48}} = 0,225 \text{ Ом}$$

Потужність БК: $Q_{k1} = 0,055$ МВАр; $Q_{k2} = 0,927$ МВАр; $Q_{k3} = 1,198$ МВАр; $Q_{k4} = -0,129$ МВАр; $Q_{k5} = 1,129$ МВАр.

Результати розрахунку показали, що на ТП № 4 батарею конденсаторів

установлювати недоцільно. Для цього приєднання приймемо $Q_{k4} = 0,5$ МВАр і $Q_{k4} = 0$.

За формулою (2.43) корегуємо опір мереж приєднання № 4 при 2 – й ітерації $r_{e4(2)} = 0,45 \cdot \left(\frac{0,629}{0,5} \right)^2 = 0,72$ Ом

Еквівалентний опір мереж після корегування опору мереж приєднання № 4:

$$R_c = 0,275 \text{ Ом.}$$

Нові значення потужності БК на цехових ТП (МВАр):

$$Q_{k1} = 0,037; Q_{k2} = 0,877; Q_{k3} = 1,169; Q_{k4} = 0,14; Q_{k5} = 1,1.$$

За умовою балансу

$$Q_k = \sum_{i=1}^n Q_{ki} = 0,037 + 0,877 + 1,169 + 0,14 + 1,086 = 3,183 \text{ МВАр.}$$

Прийнявши $Q_{k4} = 0$, остаточно отримаємо:

$$Q_{k1} = 0,037; Q_{k2} = 0,877; Q_{k3} = 1,169; Q_{k4} = 0; Q_{k5} = 1,086.$$

3. Для цехової ТП № 3 одержана потужність БК $Q_{k3} = 1,169$ МВАр. За умовою задачі розподіляємо цю потужність між РП 0,38 кВ цеху. При цьому за Q_c приймаємо $Q_{c3} = 0,161$ МВАр.

Еквівалентний опір розподільчої мережі цеху

$$R_{e,л} = \frac{1}{\frac{1}{7} + \frac{1}{4} + \frac{1}{5} + \frac{1}{7}} = 1,35 \text{ Ом}$$

Значення потужності батарей конденсаторів на цехових РП (МВАр):

$$Q_{к1} = 0,30 \cdot \frac{0,161 \cdot 1,35}{7} = 0,269; Q_{к2} = 0,349; Q_{к3} = 0,237; Q_{к4} = 0,269.$$

За умовою балансу

$$Q_{к3} = 0,269 + 0,349 + 0,237 + 0,269 = 1,169 \text{ МВАр.}$$

4. Вибираємо стандартні комплексні установки типу ККУ – 0,38 з автоматичним регулюванням потужності: ТП1 - $Q_{к1} = 80$ кВАр; ТП2 - $Q_{к2} = 2 \cdot 450$ кВАр; $Q_{к5} = 2 \cdot 600$ кВАр; ТП3 - РП1 - $Q_{к1} = 280$ кВАр; РП2 - $Q_{к2} = 320$ кВАр; РП3 - $Q_{к3} = 220$ кВАр; РП4 - $Q_{к4} = 280$ кВАр;

Приклад 3. Найбільша потужність, що споживається діючим підприємством, дорівнює: активна – 10 МВт, реактивна – 5 МВАр. Річне споживання електроенергії: активної – $W_{a.p.} = 52460800$ кВт*г і реактивної - $W_{р.p.} = 24628300$ кВАр*г. В одному із цехів до шин РУ 6 кВ приєднані чотири синхронні двигуни (СД) типу СДН – 6 потужністю 1000 кВт кожний з частотою обертання 1000, 500, 250 і 100 об./хвил. та номінальною потужністю відповідно 0,511; 0,511; 0,520; 0,532 МВАр і параметрами $D_1 = 5,09; 6,61; 10,0; 15,3$ кВт і $D_2 = 3,39; 5,88; 7,19; 10,6$ кВт. Двигуни працюють з коефіцієнтом завантаження по активній потужності $\beta_a = 0,8$. Напруга на шинах РУ 6 кВ $U = 1$. Параметри схеми електропостачання (див.рис.2.4): $R_{e,д} = 0,023$ Ом; $R_e = 0,049$ Ом.

Вхідна реактивна потужність, яку задала енергосистема, $Q_e = 2,8$ МВАр. Тарифна вартість електроенергії: активної – $c_{o,p} = 60$ карб./кВт і $c_{d,p} = 0,02$ карб./кВт*г і реактивної – $c_{o,p} = 2,6$ карб./кВАр; $c_{d,p} = 0,002$ карб./кВАр*г (вартість електроенергії в цінах 1990 року).

Визначити оптимальні значення величин Q_c (з позиції підприємства), Q_d і Q_k , а також оптимальне завантаження кожного СД.

Розв'язання.

1. Питому вартість втрат активної потужності і енергії на діючому підприємстві визначаємо за формулою (2.48)

$$C_0 = \frac{P_m \cdot C_{o.a} + W_{a.p} \cdot C_{d.a}}{P_m} = \frac{10000 \cdot 60 + 5246080 \cdot 0,02}{10000} = 164,9 \text{ карб/кВт.}$$

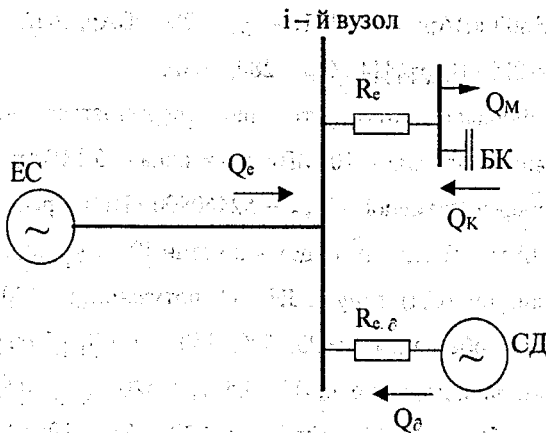


Рисунок - 2.11 Розрахункова схема для визначення оптимальних значень потужності еквівалентних джерел:

Q_e (енергосистеми), Q_k (батареї конденсаторів), Q_d (синхронних двигунів), R_c – еквівалентний опір мереж підприємства; $R_{c.e}$ – еквівалентний опір живлячих СД ліній електропередачі; Q_m – максимум реактивного навантаження підприємства

2. Визначаємо питому затрати на БК за формулою (2.46)

$$Z_{1k} = E \cdot K_{y.e} \cdot \dot{U}^2 + c_0 \cdot \Delta P_{k.e} \cdot 10^{-3} \text{ т. карб/МВАр.}$$

Значення E беремо з таблиці 2.3 ($E = 0,22$). Значення величин $\kappa_{y,e}$ і $\Delta P_{к,е}$ визначаємо за формулами (2.5) і (2.6), приймаючи до уваги, що доля високовольтних БК $\gamma_B = 0,3$, а низьковольтних – $\gamma_H = 0,7$ (γ_B і γ_H визначаються за формулами (2.3)). Питому вартість батарей конденсаторів беремо з таблиці 2.2 ($K_{y,B} = 8,5$ тис. крб./МВАр і $K_{y,H} = 15,0$ тис. крб./МВАр). Питомі втрати в батареях конденсаторів беремо в таблиці 2.5 ($\Delta P_{к,B} = 2,5$ кВт/МВАр; $\Delta P_{к,H} = 4,5$ кВт/МВАр) [71].

Тоді

$$K_{y,e} = 8,5 \cdot 0,3 + 15,0 \cdot 0,7 = 13,05 \text{ тис. крб./МВАр};$$

$$\Delta P_{к,е} = 2,5 \cdot 0,3 + 4,5 \cdot 0,7 = 3,9 \text{ кВт/МВАр};$$

$$Z_{IK} = 0,22 \cdot 13,05 \cdot 1^2 \cdot 1,55 + 164,9 \cdot 3,9 \cdot 10^{-3} = 5,1 \text{ тис. крб./МВАр},$$

де 1,55 – коефіцієнт збільшення цін на конденсатори в 1990 році.

3. Визначаємо питомі затрати на генерацію реактивної потужності синхронними двигунами (формули 2.30 – 2.33) [71] та її передавання по мережах підприємства (формула 2.15) [71].

$$\text{Коефіцієнти: } \gamma_1 = 19,32; \gamma_2 = 14,43; \gamma_3 = 2,07; \gamma_4 = 1,07.$$

Питомі затрати на генерацію реактивної потужності СД:

$$Z_{10}^e = \frac{164,9 \cdot 19,32}{10^3 \cdot 1,07} = 2,98 \text{ тис. крб./МВАр},$$

$$Z_{20}^e = \frac{164,9 \cdot 14,43}{10^3 \cdot 1,07 \cdot 1,07} = 1,07 \text{ тис. крб./МВАр}^2.$$

Питомі затрати на передавання реактивної потужності від СД до споживачів (див. рис. 2.11).

$$Z_{10}'' = 0 \text{ тис.крб./МВАр},$$

$$Z_{20}'' = \frac{164,9 \cdot 0,072}{6^2} = 0,33 \text{ тис.крб./МВАр}^2,$$

$$\text{де } R_e' = R_{e,d} + R_e = 0,023 + 0,049 = 0,072 \text{ Ом}$$

Сумарні питомі затрати:

$$Z_{10} = 2,98 + 0 = 2,98 \text{ тис.крб./МВАр};$$

$$Z_{20} = 1,07 + 0,33 = 1,4 \text{ тис.крб./МВАр}^2.$$

4. Питомі затрати підприємства на реактивну потужність і енергію, що споживаються із мережі енергосистеми (форм. 2.48).

$$Z_{1e} = \frac{Q_M \cdot C_{o,p} + W_{pp} \cdot C_{o,p}}{Q_M} = \frac{5000 \cdot 2,6 + 24628300 \cdot 0,02}{5000} = 12,45 \text{ тис.крб./МВАр}.$$

$$Z_{2e} = \frac{C_{o,p} \cdot R_e}{U_H^2} = \frac{164,9 \cdot 0,049}{6^2} = 0,224 \text{ тис.крб./МВАр}^2.$$

5. Оптимальні значення величин Q_e', Q_d, Q_k (форм.2.58 – 2.59):

$$Q_e' = \frac{3_{1к} - 3_{1е}}{2 \cdot 3_{2е}} = \frac{5,10 - 12,45}{2 \cdot 0,224} = -16,41 \text{ МВАр};$$

$$Q_e = 0 \text{ МВАр};$$

$$Q_e = \frac{3_{1к} - 3_{1о}}{2 \cdot 3_{2о}} = \frac{5,10 - 2,98}{2 \cdot 1,4} = 0,76 \text{ МВАр};$$

$$Q_k = Q_m - Q_e' - Q_o = 5 - 0 - 0,76 = 4,24 \text{ МВАр}.$$

6. Оптимальне завантаження СД (форм.2.58 – 2.59).

Використовуючи формули (2.30 – 2.33)[71], визначасмо питомі затрати на генерацію і передавання реактивної потужності від кожного СД:

$$3_{11}^2 = \frac{164,9 \cdot 5,09}{10^3 \cdot 0,511} = 1,64 \text{ тис. карб/МВАр};$$

$$3_{21}^2 = \frac{164,9 \cdot 3,39}{10^3 \cdot 0,511^2 \cdot 1} = 2,14 \text{ тис. карб/МВАр}^2;$$

$$3_{11}'' = 0 \text{ тис. карб/МВАр};$$

$$3_{21}'' = \frac{164,9 \cdot 0,091}{6^2} = 0,42 \text{ тис. карб/МВАр}^2;$$

$$3_{11} = 1,64 + 0 = 1,64 \text{ тис. карб/МВАр};$$

$$3_{21} = 2,14 + 0,42 = 2,56 \text{ тис. карб/МВАр}^2;$$

СД 500 об./хв: $3_{12} = 2,13$ тис.карб/МВАр; $3_{22} = 4,13$ тис.карб/МВАр²;

СД 250 об./хв: $3_{13} = 2,17$ тис.карб/МВАр; $3_{23} = 4,8$ тис.карб/МВАр²;

СД 500 об./хв: $3_{14} = 4,74$ тис.карб/МВАр; $3_{24} = 6,6$ тис.карб/МВАр².

Коефіцієнт Лагранжа (форм.2.47)[71] або (форм.2.78):

$$\lambda = \frac{2 \cdot 0,76 + \frac{1,64}{2,56} + \frac{2,13}{4,13} + \frac{3,17}{4,8} + \frac{4,74}{6,6}}{\frac{1}{2,56} + \frac{1}{4,13} + \frac{1}{4,8} + \frac{1}{6,6}} = 4,1$$

Оптимальні значення реактивної потужності, які доцільно генерувати кожним СД (форм.2.46)[71] або (форм.2.76):

$$Q_1 = \frac{\lambda - 3_{11}}{2 \cdot 3_{21}} = 0,48 \text{ МВАр}; \quad Q_2 = 0,24 \text{ МВАр}; \quad Q_3 = 0,1 \text{ МВАр};$$

$$Q_4 = -0,05 \text{ МВАр}.$$

Перевіримо точність розрахунків за умовою балансу реактивних потужностей:

$$\sum_{i=1}^n Q_i = 0,48 + 0,24 - 0,05 = 0,77 \text{ МВАр}.$$

Результати розрахунку показали, що з позиції підприємства споживати реактивну потужність із мережі енергосистеми недоцільно, найбільш економічним джерелом реактивної енергії є батареї конденсаторів. Для

компенсації реактивної потужності СД з частотою обертання 100 об./хв. використовувати також недоцільно. Тому приймаємо $Q_4 = 0$. З метою уточнення реактивних потужностей інших двигунів зробимо перерахунок.

Коефіцієнт Лагранжа :

$$\lambda = \frac{2 \cdot 0,76 + \frac{1,64}{2,56} + \frac{2,13}{4,13} + \frac{3,17}{4,8}}{\frac{1}{2,56} + \frac{1}{4,13} + \frac{1}{4,8}} = 3,98 \text{ тис. карб/МВАр.}$$

Реактивні потужності, які доцільно генерувати СД, що залишились:

$$Q_1 = 0,46 \text{ МВАр}; Q_2 = 0,22 \text{ МВАр}; Q_3 = 0,08 \text{ МВАр.}$$

Перевіримо умови виконання балансу:

$$\sum_{i=1}^n Q_i = 0,46 + 0,22 - 0,08 = 0,76 \text{ МВАр.}$$

Питання для самоперевірки

1. Мета і критерій оптимального розрахунку КРП.
2. Принципи, припущення і засади, на яких базується розрахунок оптимальної КРП.
3. В чому полягає проблема врахування постійної складової затрат на компенсацію?
4. Методи врахування постійної складової затрат на компенсацію.
5. Про вплив конфігурації графіків навантажень на величину втрат потужності і енергії в електричних мережах.
6. Можливість і переваги поетапного розрахунку КРП.
7. Сформулюйте економічну задачу розрахунку КРП.

8. Сформулюйте балансову задачу розрахунку КРП.
9. Основні положення розрахунку оптимальної КРП методом "граничних затрат".
10. В чому полягають методи коригування економічної задачі?
11. Який критерій служить для оцінки оптимальності потокорозподілу реактивної потужності в розімкнених електричних мережах?
12. Який критерій служить для оцінки допустимості спрощеного розподілу КУ?
13. Методи вирішення балансової задачі КРП.
14. Які причини зумовлюють коригування балансової задачі КРП?
15. Методи і моделі коригування балансової задачі.
16. Який принци покладений в основу методу коригування балансової задачі без зміни в процесі розрахунку структури мереж і вхідної реактивної потужності?
17. Чому необхідно визначати вхідну реактивну потужність з позиції окремого підприємства?
18. Який принцип покладений в основу методу розрахунку КРП з позиції окремого підприємства?
19. Методи оптимізації розміщення КУ в мережах підприємства.
20. Які причини зумовлюють визначення оптимального завантаження СД?
21. Суть методу визначення оптимального завантаження СД.
22. Особливості розрахунку КРП і управління КУ в електричних мережах синхронних двигунів.
23. В чому полягає підхід для оцінки похибки розрахунку КРП?
24. Визначення ефективності КРП.

Розділ III Розробка основних положень системи

взаєморозрахунків за КРП

Ретроспективний аналіз шкал та систем взаєморозрахунків за КРП показав, що з роками вимоги енергосистеми до споживачів за КРП посилювались, а їх інтереси враховувались все менше. Відповідно зменшувався стимулюючий вплив на впровадження оптимальної КРП економічного заохочення. Причому фонд для скидок з тарифу утворювався із сум надбавок до тарифу за невиконання вимог енергосистеми щодо споживання реактивної потужності із її мережі. Такий підхід не витримує критики (чим більше споживачів виконують вимоги ЕС, тим менше у них шансів отримання скидок). Із підрозд. 1.3 видно, що в новій, щойно розробленій системі взаєморозрахунків за КРП [46], ця тенденція зберігається. Більше того, економічне заохочення (позитивних стимулів) зовсім не передбачено. Така позиція енергопостачальних організацій, за замовленням яких розроблялись шкали і системи розрахунків за КРП, не обгрунтована і не виправдана.

Разом з тим, установка 1 кВАр БК в електричних мережах споживачів дає річну економію електроенергії в мережах енергосистем напругою 35-220 кВ від 150 до 400 кВт·г [62]. Крім того, застосування КРП дає додатковий корисний ефект у вигляді поліпшення якості напруги, віддалення строків реконструкції трансформаторів і ЛЕП, які на даний момент вичерпали свій резерв з пропускну здатності. Додаткове зниження втрат потужності і енергії можна одержати також при впровадженні оптимального управління КУ (за рахунок оптимізації потокорозподілу реактивної потужності в мережах енергосистем і споживачів). При цьому додатковий ефект, як показують розрахунки, часто порівнюється з основним, а інколи перевищує його. З цього виходить, що енергосистемам доцільно не тільки економічно управляти але й

інвестувати КРП в мережі споживачів. Проте автори при розробці нових шкал і систем не враховують цих факторів.

При розробці нових шкал і систем не враховується ще один суттєвий фактор. Як показують розрахунки для більшості споживачів КРП, є частково збитковою. Покажемо це на такому прикладі.

Нехай ЕС на основі системного підходу визначила вхідну реактивну потужність для даного споживача Q_e (для режиму її максимальних активних навантажень) з врахуванням ефекту в мережах енергосистеми і споживачів. Ця ж величина визначена з позиції споживача Q'_e (з врахуванням ефекту тільки в його мережах). В загальному випадку між цими величинами можливі такі співвідношення:

$$Q'_e = Q_e, Q'_e < Q_e ; \quad (3.1)$$

$$Q'_e > Q_e \quad (3.2)$$

Співвідношення (3.1) можливі за певних умов, але маловірогідні. Найбільш вірогідним буде співвідношення (3.2). При установці БК в мережах споживачів основна доля зниження втрат приходить на мережі енергосистеми. Тому їх врахування в розрахунках дозволяє обґрунтувати значно вищий ступінь компенсації реактивних навантажень і, відповідно, меншу вхідну реактивну потужність (3.2). За вихідну величину для подальших розрахунків приймається менша із одержаних величин, тобто Q_e . Тоді затрати споживача на КРП покриваються лише частково. Частина реактивної потужності споживача, яка дорівнює

$$\Delta Q_e = Q'_e - Q_e \quad (3.3)$$

компенсується в інтересах енергосистеми (і споживачу в збитки). Якщо ввести вимогу нульових перетоків, то величина ΔQ_c збільшується

$$\Delta Q_c = Q_c' - 0 = Q_c' \quad (3.4)$$

Іншими словами, частина установленної потужності БК, яка дорівнює

$$\Delta Q_{BK} = Q_k - (Q_m - Q_c') = Q_c' \quad (3.5)$$

буде нерентабельною. Можна передбачити, що споживачі, керуючись економічною вигодою, будуть компенсувати своє реактивне навантаження до величини Q_c' , а не до величини Q_c , і тим більше не до величини $Q_c = 0$. В цьому випадку споживач не буде нести збитків, енергосистема одержить відшкодування своїх затрат на виробництво і передавання реактивної потужності та енергії споживачу. В накладі залишиться суспільство і держава, тому що в мережах буде більш високий рівень втрат. Очевидно, що необхідний такий механізм взаєморозрахунків за КРП, щоб нульові перетокі були вигідні не тільки енергосистемі, але й споживачам.

Перша спроба збалансувати інтереси споживачів і енергосистем з врахуванням викладених вище факторів була зроблена автором після впровадження системи скидок і надбавок 1982 р. До двох надбавок до тарифу на активну електроенергію і одної скидки була запропонована ще одна скидка (за розрахунковий період: місяць, квартал) за підтримання заданого енергосистемою значення вхідної реактивної потужності Q_c в період її максимуму [70].

З іншого боку запропонована скидка і методика її визначення більшою мірою відповідає структурі системи скидок і надбавок 1982р. При визначенні скидки враховується питома вага реактивної потужності, яка споживається і-м підприємством, але не враховується його

електрична відстань до джерела живлення. Не передбачено відшкодування затрат енергосистеми на виробництво і передавання некомпенсованої реактивної потужності споживача. Не враховано також, що всі КУ споживачів (рентабельні і нерентабельні) призводять до зниження втрат в мережах енергосистеми і одержання нею відповідного прибутку. Нижче викладаються основні положення запропонованої системи взаєморозрахунків за КРП [70, 87-89], в основу якої покладено використання економічного еквівалента реактивної потужності D (кВт/кВАр)[46, 91] і вимоги до КРП, сформульовані в підрозділі 1.4:

1. Енергосистема визначає для кожного споживача і для навантажувальних вузлів своїх мереж взаємопов'язані економічні значення вхідної реактивної потужності Q_c і енергії W_p для режиму її найбільших активних навантажень [1];

2. При необхідності (з метою забезпечення належної якості електроенергії в тих чи інших вузлах) енергосистема визначає для окремих споживачів технічні межі генерації реактивної потужності Q_r і енергії $W_{p,r}$ для режиму максимальних навантажень та споживання реактивної потужності Q_{sp} і енергії $W_{p,sp}$ для режиму мінімальних активних навантажень енергосистеми [1];

3. При виконанні вимог енергосистеми, зазначених в п. 1, тобто при

$$Q_{ef} \leq Q_c \quad \text{і} \quad W_{p,ef} \leq W_p, \quad (3.6)$$

то основну плату за реактивну енергію пропонується визначати за формулою

$$\Pi_1 = \sum_{i=1}^n (W_{p\phi_i} + W_{p\phi_i}^{\phi}) \cdot D_i (T_i - \Pi), \quad (3.7)$$

де $W_{p,fi}$ - фактична реактивна електроенергія, яка споживалась абонентом в і-й зоні за розрахунковий період (місяць, квартал), кВАр-г; $W_{p,ri}$ - фактична реактивна електроенергія, яку генерував абонент в мережу енергосистеми за розрахунковий період в і-й зоні при відсутності завдання енергосистеми на її генерацію, кВАр г; T_i - тариф на активну електроенергію в і-й зоні з вилученням затрат на РП, грн/кВт-г; Π - прибуток енергопостачальної організації в розрахунковому періоді, грн/кВт-г; $Q_{e,ф}$ і $W_{p,ф}$ - фактичні значення вхідної реактивної потужності та енергії в розрахунковому періоді, МВАр, кВАр-г.

При невиконанні умов (3.6) основна плата за реактивну енергію нараховується також за формулою (3.7) за більш дорогим тарифом (величина прибутку приймається рівною $\Pi = 0$).

У випадках, коли застосовується середньодобовий тариф (не диференційований за зонами доби), формула (4.7) спрощується

$$\Pi_1 = (W_{p,ф} + W_{p,г}^{\phi}) \cdot D(T - \Pi), \quad (3.8)$$

де T - тариф на активну електроенергію, який не залежить від зони добового графіка електроспоживання; D - середнє за добу значення ЕЕРП.

При невиконанні споживачем умов (3.6) в формулі (3.8) замість середнього значення D застосовується його максимальне значення D_{max} і $\Pi = 0$.

4. У тих випадках, коли енергосистема визначає і задає споживачу генерацію або (і) споживання реактивної енергії у відповідних зонах і при виконанні вимог, зазначених у п.2:

$$Q_{г,ф} = Q_{г,і} \text{ і } W_{p,г}^{\phi} = W_{p,г,і} \quad (3.9)$$

$$Q_{сп,ф} = Q_{сп,і} \text{ і } W_{p,сп}^{\phi} = W_{p,сп,і} \quad (3.10)$$

то нараховується скидка з оплати реактивної енергії (відшкодування збитків споживача, зумовлених недокомпенсацією або перекомпенсацією реактивного навантаження) за формулою

$$C_1 = \sum_{i=1}^n (W_{p.g_i}^{\phi} + W_{p.sp_i}^{\phi}) \cdot D_{Pi} \cdot (T' - \Pi), \quad (3.11)$$

де $Q_{г.ф}$ - фактична середня реактивна потужність, яка генерується абонентом в мережу енергосистеми за період відповідної зони, кВАр;
 $Q_{сп.ф}$ - фактична середня реактивна потужність, яка споживається абонентом із мережі енергосистеми за період відповідної зони, кВАр;
 $W_{p.g_i}^{\phi}$ і $W_{p.sp_i}^{\phi}$ - відповідно, фактична реактивна енергія, яка генерується або споживається абонентом (за завданням енергосистеми) в і-й зоні за розрахунковий період, кВАр-г; D_{Pi} - ЕЕРП, обчислений за даними мережі і реактивними навантаженнями підприємства для і-ї зони.

Зважаючи на вірогідний характер реактивних навантажень і можливості засобів управління КУ, в основному дискретної дії, для величин $Q_{г.ф}$, $Q_{сп.ф}$, $W_{p.g_i}^{\phi}$ і $W_{p.sp_i}^{\phi}$ доцільно установити зону нечутливості, наприклад, $\pm 2,5\%$, при попаданні в яку, можна вважати, що вимоги (3.9) і (3.10) виконуються.

При застосуванні середньодобового тарифу:

$$C_1 = (W_{p.g}^{\phi} + W_{p.sp}^{\phi}) \cdot D_{Pi} \cdot (T' - \Pi) \quad (3.12)$$

5. В формулу для визначення додаткової оплати за реактивну енергію [90] доцільно ввести коефіцієнт $C_{опт}$, з метою стимулювання впровадження оптимального (за умовою мінімуму втрат) управління КУ:

$$P_2 = P_1 \cdot C_\delta (K_\phi - 1) \cdot C_{\text{опт}} \quad (3.13)$$

де K_ϕ - коефіцієнт, який визначається в залежності від коефіцієнта реактивної потужності $\text{tg}\phi$, і відображає оснащеність мереж споживача КУ[90].

6. Зважаючи на те, що установка КУ в мережах споживачів (рентабельних і нерентабельних) приносить прибуток енергосистемі (за рахунок реалізації зекономленої електроенергії в її мережах) та на те, що мережі енергосистеми (що стосується КРП) можна розглядати як об'єкт сумісної діяльності енергосистеми і споживачів (як своєрідне спільне підприємство), з метою відшкодування збитків споживачів, зумовлених установкою і експлуатацією нерентабельних КУ, та збалансування інтересів споживачів і енергосистем, враховуючи при цьому пріоритетність загальносистемних інтересів, запропонована ще одна скидка з оплати за реактивну енергію, величина якої визначається за формулою:

$$C_2 = K \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m W_{p,ij} \cdot D_m \cdot (T_i' - \Pi), \quad (3.14)$$

де n - кількість характерних добових зон; m - кількість діючих джерел реактивної потужності (ДРП), установлених в мережах споживача; $W_{p,ij}$ - реактивна енергія, яку генерує j -е джерело в i -й зоні за розрахунковий період, кВАр·г; K - доля прибутку від реалізації зекономленої електроенергії в мережах ЕС, яка перераховується споживачу (наприклад, $K=0,4$, а решта: 40% - в доход ЕС, 20% - у фонд стимулювання енергозбереження в мережах ЕС і споживачів);

при сумарному обліку за добу

$$C_2 = K \sum_{i=1}^n W_{p,rij} \cdot D_n (T' - П). \quad (3.15)$$

Скидка C_2 нараховується за умов: - досягнення споживачем повного оптимального управління КУ; - виконанні інших вимог енергосистеми щодо споживання реактивної потужності і її мережі: (3.6), (3.9), (3.10).

7. Для споживачів, які розплатуються за реактивну енергію, тариф на активну електроенергію T повинен бути скоригований шляхом вилучення затрат на виробництво та передавання реактивної потужності і енергії до споживачів (з метою уникнення подвійного рахунку). Для решти споживачів тариф залишається в нинішньому вигляді (з включенням витрат на реактивну енергію).

Запропонована методика взаєморозрахунків відрізняється від проекту "УКРМЭСП" [46] наступним:

- в першу чергу максимально можливою збалансованістю інтересів енергосистем і споживачів при наданні пріоритету загальносистемним та загальнодержавним інтересам;

- в методиці передбачено визначення взаємопов'язаних економічних значень вхідної реактивної потужності і енергії, що створює умови для оптимізації перетоків в мережах енергосистеми та обґрунтування нульових перетоків;

- передбачено також визначення для окремих споживачів та добових зон технічних меж споживання і генерації реактивної потужності (координації перетоків), це створює умови для забезпечення належної якості електроенергії у відповідних вузлах;

- підвищується точність визначення оплати реактивної енергії споживачами за рахунок уточнення формул і тарифу на активну електроенергію, а також введення скидок з оплати реактивної енергії;

вилучений коефіцієнт врахування додатково збитку енергосистемі при надлишковій генерації реактивної потужності установками абонента К, обґрунтування якого практично неможливе;

В цілому запропонована система взаєморозрахунків повністю відповідає вимогам Закону України "Про енергозбереження" і може служити ефективним стимулом впровадження оптимальної КРП в електричних мережах споживачів та енергосистеми.

Приклад. У відповідності з договором на поставку електроенергії промислового підприємству на квітень місяць поточного року енергосистема визначила:

- $Q_c = 1500$ кВАр, $W_p = 780000$ кВАр.год. (відповідно вхідна реактивна потужність в період найбільших навантажень і місячне споживання реактивної енергії);
- санкціонована енергосистемою (ЕС) генерація реактивної потужності і енергії в мережу енергосистеми в період її найбільших активних навантажень: $Q_r = 340$ кВАр, $W_{p,r} = 248200$ кВАр.год;
- $Q_{cп} = 350$ кВАр, $W_{p,cп} = 255500$ кВАр.год. (відповідно задане ЕС споживання реактивної потужності і енергії на квітень в період найменших навантажень ЕС);
- $D = 0,052$ кВт/кВАр (середнє за добу значення економічного еквівалента реактивної потужності в мережах енергосистеми і підприємства);
- $D_n = 0,025$ кВт/кВАр (середнє за добу значення економічного еквівалента реактивної потужності в мережах підприємства);
- $T' = 0,2$ грн/кВт.год (тариф на активну енергію, який не залежить від зони доби);

- $P = 0,026$ грн/кВт.год (прибуток енергопостачальної організації за квітень місяць);
- $C_{\text{баз}} = 1,3$ (коефіцієнт, який стимулює капітальні вкладення в засоби КРП);
- $\text{tg } \varphi = 0,35$; $k_{\varphi} = 1,01$;
- $C_{\text{опт}} = 1,5$ (на підприємстві не впроваджене оптимальне управління КУ);
- $K = 0,4$ (доля прибутку від реалізації зекономленої електроенергії в мережах ЕС за рахунок КУ, установлених в мережах підприємства, яка перераховується даному підприємству).

За даними обліку електроенергії на підприємстві встановлено:

- $W_{\text{р.ф}} = 694000$ кВАр.год (фактична реактивна енергія, яка споживалась підприємством за розрахунковий період);
- $Q_{\text{е.ф}} = 1486$ кВАр (фактична реактивна потужність в період максимуму ЕС, яка споживалась підприємством в розрахунковому періоді);
- $Q_{\text{г.ф}} = 348$ кВАр, $W_{\text{р.г}}^{\text{ф}} = 252400$ кВАр.год (фактичні реактивні потужності в період максимуму ЕС і енергія, які генерувались підприємством в мережу енергосистеми);
- $Q_{\text{сп.ф}} = 346$ кВАр, $W_{\text{р.сп}}^{\text{ф}} = 252600$ кВАр.год (середні фактичні реактивні потужності і енергія, які споживались в розрахунковому періоді в години найменших навантажень);
- $W_{\text{р.г.с}}^{\text{ф}} = 0$ (фактична генерація реактивної енергії в мережу ЕС, не санкціонована ЕС).
- Виконати взаєморозрахунки за реактивну енергію між даним підприємством і енергопостачальною організацією.

Розв'язання. Зважаючи на середні за добу вихідні дані (D , $D_{\text{н}}$, T') і виконання вимог енергосистеми (3.6) для визначення основної плати за реактивну енергію, використаємо формули (3.8):

$$P_1 = (W_{p,\phi} + W_{p,r}^{\phi}) \cdot D(T - \Pi) = (694000 + 0) \cdot 0,052(0,20 - 0,026) = 6279,3 \text{ грн.}$$

Значення $W_{p,r}^{\phi}$ прийнято рівним нулю з таких причин:

Генерація реактивної енергії $W_{p,r} = 248200$ кВт.год задана енергосистемою;

Фактична генерація реактивної енергії $W_{p,r}^{\phi} = 252400$ кВт.год відрізняється на 1,7% (таке відхилення знаходиться в зоні нечутливості розрахунку, а тому допустиме).

Оскільки енергосистема задавала підприємству споживання реактивної потужності із її мережі в період найменших навантажень та генерацію $W_{p,r}$ в її мережу в період найбільших навантажень і виконуються вимоги (3.9) і (3.10), то відшкодування збитків споживача, зумовлених недокомпенсацією та перекомпенсацією реактивного навантаження визначається за формулою (3.12):

$$C_1 = (W_{p,r}^{\phi} + W_{p,сг}^{\phi}) \cdot D_{\Pi}(T - \Pi) = (252460 - 252600) \cdot 0,025(0,20 - 0,026) = 2197 \text{ грн.}$$

Величина додаткової оплати за реактивну енергію визначається за формулою:

$$P_2 = P_1 \cdot C_6(K_{\phi} - 1) \cdot C_{\text{опт}} = 6279,3 \cdot 1,3 \cdot (1,01 - 1) \cdot 1,5 = 122,4 \text{ грн.}$$

Враховуючи, що споживач не впровадив оптимального (за критерієм мінімальних втрат) управління КУ, скидка C_2 йому не нараховується.

Загальна плата за реактивну енергію:

$$P = P_1 + P_2 - C_1 = 6279,3 + 122,4 - 2197 = 4204,7 \text{ грн}$$

Питання для самоперевірки

1. Яка роль відводиться системі взаєморозрахунків за реактивну енергію при впровадженні оптимальної компенсації реактивної потужності в електричних мережах споживачів і енергосистем?
2. Недоліки відомих шкал і систем взаєморозрахунків за компенсацію реактивної потужності.
3. Переваги і недоліки нині діючої системи розрахунків за реактивну енергію.
4. Які фактори не враховані при розробці нині діючої системи розрахунків за реактивну енергію.
5. В чому полягає незбалансованість інтересів споживачів і енергосистеми при розрахунках за компенсацію реактивної потужності?
6. Основні положення запропонованої системи взаєморозрахунків за реактивну енергію.
7. Як враховується ймовірний характер реактивних навантажень при розрахунках за реактивну енергію?
8. Чим обґрунтовується введення двох скидок з оплати за реактивну енергію?
9. Яким чином запропоновано стимулювати впровадження оптимального управління КУ?
10. Як пропонується використовувати фонд, утворений за рахунок зниження втрат при впровадженні оптимальної компенсації реактивної потужності?

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Инструкция по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях //Промышленная энергетика -1991. -№8.- с.51-55.
2. Указания по проектированию компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий //инструктивные

материалы Главэнергонадзора Минэнерго СССР. - Энергоатомиздат. - 1986. - 352 с.

3. Инструкция по системному расчету компенсации реактивной мощности //Промышленная энергетика. - 1990. - №7. - С.50-55.

4. Арзамасцев Д.А., Скляр Ю.С. Выбор мощности и размещение компенсирующих устройств в электрической сети. //Материалы II республиканской научно-технической конференции по применению вычислительной техники. - Минск: БПИ. - 1968. - С.20-24.

5. Александров О.И., Падалко Л.П., Никольская Н.Н. Уменьшение потерь в сложно замкнутой электрической сети путем компенсации реактивных мощностей нагрузок. /Опыт планирования, анализа потерь энергии и разработки мероприятий по их снижению в энергосистеме. Минск: Вышэйшая школа. - 1974. -С.65-71.

6. Каялов Г.М., Молодцов В.С. Матрично-вычислительный метод анализа компенсации реактивных нагрузок сложной электрической сети // Электричество. - 1976, №2. - С. 16-22.

7. Журахівський А.В., Варецький Ю.О., Бахор З.М. Підвищення ефективності статичних тиристорних компенсаторів в електричних мережах // Енергетика і електрифікація. - 1995. №5. -с. 15-17

8. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.И., Баженов В.А. Оптимизация режимов электрических сетей. К.: Наукова думка, 1992. - 216 с.

9. Холмский В.Г., Щербина Ю.В., Колесников С.В. Решение проектной задачи оптимального распределения реактивных мощностей методом потенциалов затрат/ /Электрические сети и системы. - Львов: Вища школа.-1968, вып.4.- С.6-9.

10.Поспелов Г.Е., Сыч Н.М., Федин В.Т. Компенсирующие и регулирующие устройства в электрических системах. -Л.: Энергоатомиздат, 1983. - 112с.

11. Ковалев И.Н. Два метода расчета компенсации реактивных нагрузок в электрических сетях //Электричество. -1973. - №10. - С.10-13.

12. Зорин В.В. Моделирование и оптимизация режимов электрических сетей: Авто - реф. дис. докт. техн. наук: 05.14.02/МЭИ. Москва, 1983.-34с.

13. Указания по проектированию компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий //Инструктивные материалы Главгосэнергонадзора Минэнерго СССР. -М.: Энергоатомиздат, 1986. - 352 с.

14. Гамм А.З., Крумм Л.А., Шер И.А. Оптимизация режима сложной электрической системы градиентным методом с разбивкой на подсистемы //Электричество.- 1967. - №1. - С.5-8.

15. Арзамасцев Д.А., Игуменцев В.А. Расчет оптимального распределения реактивной мощности методом последовательного эквивалентирования // Электричество. - 1976. - №1. -С.70-73.

16. Веников В.А., Гремяков А.А., -Смирнова С.Н., Строев В.А., Яхья М.А. Обобщенный метод решения задачи компенсации в сложных электрических системах //Энергетика и транспорт. Известия академии наук СССР. - 1987. - №6. - с. 19-27

17. Сиуда И.П., Свешников В.И. Алгоритм расчета мощности компенсирующих устройств в сетях электроэнергетических систем // Энергетика и транспорт. Известия академии наук СССР.-1978. - №2-С.

18. Ковалев И.Н. Выбор компенсирующих устройств при проектировании электрических сетей. - М.: Энергоатомиздат, 1990. - 200 с.

19. Журавлев В.Г., Арион В.Д. Применение принципа сокращения схемы для наивыгоднейшего размещения источников реактивной мощности // Промышленная энергетика, 1976. -№4.-С.36-39.

20. Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях. - М.: Энергия, 1974. - 72 с.

21. Маркушевич Н.С. Автоматизированная система диспетчерского управления. Из опыта Латвийской энергосистемы. - М: Энергоатомиздат, 1986. - 136с.

22. Ильяшов В.П. Автоматическое регулирование мощности КУ. - М: Энергия, 1977. -126с.

23. Красник В.В. Автоматические устройства по компенсации реактивных нагрузок в электрических сетях предприятий. - М: Энергоатомиздат, 1983.-112с.

24. Баркан Л.Д. Автоматическое управление режимом батарей конденсаторов. - М.: Энергия, 1978.- 112с.-

25. Мокин Б.И., Выговский Ю.Ф. Автоматические регуляторы в электрических сетях. - К.: Техника, 1985.

26. Пивоваров В.И., Автоматический регулятор мощности конденсаторных батарей //Промышленная энергетика. - 1982. - №7. - С.59-60.

27. Баркан Я.Д., Орехов Л.А. Автоматизация энергосистем: Учебное пособие для студентов вузов. - М.: Высшая школа, 1981. - 271с.

28. Соскин Э.Я., Киряева Э.А. Автоматизация управления промышленным электроснабжением - М.: Энергоатомиздат, 1990.

29. Фишман В.С. Выбор способа автоматического регулирования мощности конденсаторных батарей //Промышленная энергетика. 1982. - №2. - с.49-51.

30. Жураховский А.В., Варецкий Ю.Е., Шелепеть Т.М. и др. Опытнo-промышленная установка статического компенсатора //Энергетика и электрификация. -1983. №1 - с. - 34-36.

31. Сурвило И.К. Автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей по параметрам нагрузки //Промышленная энергетика. - 1983. - №11. - С.38-41.

32. Родькин Д.И., Тытюк В.К., Ридько Ю.Н. Пределы и особенности регулирования реактивной мощности вентильного двигателя. //Известия вузов. Горный журнал. -1988. - №1. - с. 100.

33. Устройство автоматическое типа АРКОН-1. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. - Рига: Рижский опытный завод "Энергоавтоматика", 1977. - 46с.

34. Сурвило И.К. Об использовании регулятора АРКОН-1 //Промышленная энергетика. 1981.-№11.-С.40-44.

35. Железко Ю.С., Попов И.А., Бессмертнов В.Б. Новый серийный регулятор мощности конденсаторных установок. //Промышленная энергетика. 1985. - №4. - С.44-47.

36. А.с. 434534 (СССР), МКИ Н0213/12. Регулирование возбуждения синхронного двигателя/М.А. Юськив/Опубл. в Бюл. №7. -1974.

37. А.с. 954993 (СССР), МКИ О02Р1/70. Регулятор мощности синхронного двигателя/В.В. Архипенко, Б.Н. Порохнявий//Изобретения в СССР и за рубежом. - 1982. - №3.

38. А.с. 1355969 (СССР), МКИ О05Р1/70. Способы автоматического регулирования реактивной нагрузки группой синхронных двигателей /Порохнявий Б.Н. // Изобретения стран мира. -1988.-№3.

39. Юськив М.А. Использование синхронных двигателей для компенсации реактивной мощности / Промышленная энергетика.-1981.- №4 - С.56-57.

40. Бесекерский В.А., Попов Е.П. Теория систем автоматического регулирования. - М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1975. - 768 с.

41. Рогальский Б.С. Рациональный способ компенсации реактивной мощности в электрических сетях предприятий промышленности нерудных строительных материалов/Инф. листок №23. УкрНИ-ИНТИ, 1973.-Вып.23.- 4с.

42. Рогальский Б.С., Штогрин Е.А. Рациональный способ компенсации реактивной мощности, потребляемой буровыми станками. /Инф. листок 120-83, серия 22.6 Ль.ЦНТИ. УкрНИИНТИ Госплана УССР, 1983.-2с.

43. Регулятор коэффициента мощности РКМ – 1. //Промислова електроенергетика та електротехніка. Випуск четвертий. – 1998. – с.47 – 48

44. Регулятор коэффициента потужності РКП – 12 – 2/600. //Промислова електроенергетика та електротехніка. Випуск четвертий. – 1998. – с.37

45. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 224с.

46. Управление компенсацией реактивных мощностей в электрических сетях потребителей (проект УкрМЭСР): Отчет о НИР (заключит.)/НТУУ"КПИУ /Щербина Ю.В., Банин Д.Б., Голота А.Д. и др.)- Киев, 1995.-47с.

47. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения - М.: Госстандарт, 1997. - 8с.

48. Тарифи на активну і реактивну енергію, диференційовані по зонах доби. Постанова НКРЕ №206 від 19.02.99 р. - 3с.

49. Закон Украины "Об энергосбережении". // Промышленность Украины: путь к энергетической эффективности. ЕС - Enepgi Centre. Ugaîne (Программа Tasis), 1995.

50. Холмский В.Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей. - М.: Высшая школа, 1975.-280с.;

51. Железко Ю.С. Определение потерь мощности и энергии в распределительных сетях 6-Ю кВ //Электрические станции. -1975. - №2. - С.44-47.

52. Железко Ю.С. Выбор мощности и мест установки устройств компенсации реактивной мощности в сложных электрических системах // Электричество. - 1977. - №2. - С.7-11.

53. Железко Ю.С., Карпов Ф.Ф. Учет потерь электроэнергии в сети энергосистемы при выборе компенсирующих устройств в распределительных сетях // Промышленная энергетика. - 1975. - №3. - С.38-40.

54. Железко Ю.С. Методика определения оптимального значения реактивной мощности, передаваемой потребителю // Промышленная энергетика. - 1977. - №1. - С.49-51.

55. Карпов Ф.Ф. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях. - М.: Энергия, 1975. - 170с.

56. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах. - М.: Энергоиздат, 1981. - 200с.

57. Мельников Н.А., Солдаткина Л.А. Регулирование напряжения в электрических сетях М.: Энергия, 1968. - 153с.

58. Рогальский Б.С., Хаддад Бассам Туркі. Алгоритм розрахунку вхідної реактивної потужності у вузлах енергосистеми і споживачів електроенергії//Вісник ВПІ.-1996.-№1,2 - С.61-65.

59. Винославский В.Н., Рогальский Б.С. Компенсация реактивной мощности в карьерных электрических сетях//Промышленная энергетика.-1974. - №2. - С.26-29.

60. Рогальский Б.С. Методика расчета компенсации реактивной мощности в электрических сетях/Энергетика и электрификация.-1984.-№2. - с.36-39.

61. Рогальский Б.С. Компенсация реактивной мощности //Энергосберегающие режимы электроснабжения горнодобывающих предприятий. - М.: Недра, 1985. - С.84-110.

62. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях М.: Энергоатомиздат, 1989. - 176с.

63. Инструктивные материалы Главэнергонадзора/Минэнерго СССР. - М.: Энергоатомиздат, 1986. - 352с.

64. Рогальский Б.С. Компенсация реактивной мощности. Методы расчета и средства управления: Учебное пособие //К.: УМК ВО, 1990. - 60с.

65. Прейскурант 15-08. Оптовые цены на конденсаторы силовые и установки конденсаторные. - М.:Прейскурантиздат, 1975. - 32 с.

66. Прейскурант 15-04-1971/55. Оптовые цены на аппаратуру электрическую низковольтную. Часть 1 - М.: Прейскурантиздат, 1978.-30 с.

67. Прейскурант 15-03. Оптовые цены на аппаратуру электрическую высоковольтную. -М.:Прейскурантиздат, 1973.

68. Шаповалов И.Ф. Справочник по расчету электрических сетей. - К.: Будівельник, 1986.-221с.

69. Федоров А.А., Сербиновский Г.В. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. 1-я книга.-М.: Энергия, 1973.-519с.

70. Рогальский Б.С. Методы определения входной реактивной мощности, скидок и надбавок к тарифам на электроэнергию за компенсацию //Энергетика и электрификация. - 1986. - №3 -С.47-50.

71. Рогальский Б.С. Проблемы энергосбережения. Снижения втрат електроенергії в електричних мережах: Навчальний посібник.-Вінниця: ВДУ, 1996.- 112с.

72. Рогальский Б.С., О критерии допустимости упрощенного расчета мощности компенсирующих устройств в электрических сетях промышленных предприятий//Труды IV Республ. научно-техн. конф. "Современные проблемы энергетики. Преобразование, стабилизация параметров и транспорт электроэнергии": - Киев: ИЭД АН УССР, 1985. - С.27-28.

73. Рогальский Б.С., Хаддал Бассам Туркі. Методи і критерії розподілу компенсуючих установок в електричних мережах підприємств //Вісник ВПІ. - 1994. - №3(4). - С.45-49.

74. Каминский В.В., Голота А.Д., Рогальский Б.С. О влиянии постоянной составляющей функции затрат на выбор места установки компенсирующих устройств//Вестник Киевского политехнического института. Электроэнергетика-1979. - Выпуск 16. - С.40-43.

75. Рогальский Б.С. Оптимизация компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий//Труды всесоюзн.научно-техн.конф. "Компенсации реактивной мощности и экономия электроэнергии в промышленности". - М.: МДНТП. - 1977.

76. Рогальский Б.С., Демов А.Д. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистемы и потребителей за счет оптимальной компенсации реактивной мощности //Труды Всесо-юзн.научн.-техн.конф. "Снижение потерь в электроэнергетических системах". Баку: АЗИНЕФТЕХИМ, 1981.

77. Рогальский Б.С., Голота А.Д. Расчет компенсации реактивной мощности в электрических сетях горных предприятий//Уголь Украины. - 1984. - №12. - С.36-39.

78. Рогальский Б.С., Демов А.Д., Дмитраш А.В. Рациональное размещение компенсирующих устройств в сетях энергосистемы для снижения потерь электроэнергии//Труды Всесоюзной конф. "Вопросы снижения потерь и повышения качества электроэнергии в электрических сетях энергосистем". - Алма-Ата: РСПП "Казэнергонадка". - 1984. - С.67-71.

79. Рогальский Б.С., Дмитраш А.В., Непейвода В.М. Оптимизация компенсации реактивной мощности в сельских электрических сетях //Труды Респ.конф. "Проблемы безопасного, надежного электроснабжения

сельхоз- и промпредприятий; экономия электроэнергии". - Севастополь: Крымский сельхоз.инст. - 1988. - с.51.

80. Хаддад Бассам Туркі, Рогальський Б.С. Методика визначення вхідної реактивної потужності в мережах енергосистем і споживачів електроенергії //Труды 1-ї Міжнародн.наук.-техн.конф. "Математичне моделювання в електротехніці й електроенергетиці". - Львів: ДУ "ЛП". - 1995. - С.265-266.

81. Рогальский Б.С., Непейвода В.М. Проблемы внедрения оптимальной компенсации реактивной мощности в электрических сетях потребителей и энергосистем/Материалы 1-й Международной конференции "Управление энергоиспользованием". - Киев: НТУУ "КЩ". - 1995. -С.61-65.

82. Рогальський Б.С., Слободян Р.О., Хаддад Бассам Туркі. Алгоритм і програма розрахунку оптимальної компенсації реактивної потужності в електричних мережах енергосистем і споживачів //Деп. в УкрНТЕІ 14.01.97р., №42-Ун-97. Київ, 1997. - 9с.

83. Методика определения оптимального значения реактивной мощности, передаваемой в сеть потребителя. - М., ОПО ОРГРЭС, 1976. - 24с.

84. В.Э.Воротницкий, Ю.С.Железко и др. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем. - М.: Энергоатомиздат, 1983. - 360с.

85. О направлениях исследований в области компенсации реактивной мощности (дискуссия) //Электричество. - 1981. - №10. - с.7-13, 61-76. - 1983. - №5. -с.58-72.

86. Справочник по проектированию электрических сетей. Под общей редакцией С.С.Рокотяна и И.М. Шапиро. - М.: Энергия. - 1971. - 247 с.

87. Рогальский Б.С. О необходимости совершенствования действующей системы скидок и надбавок к тарифам на электроэнергию за компенсацию реактивной мощности. Труды Всесоюзной научно-техн. конф. «Проблемы эффективного использования энергоресурсов в промышленности». – Миас: Свердловский горный институт им. Вахрушева В.В. 1985. – с. 160-161.

88. Рогальский Б.С., Витюк В.Н. Основные направления совершенствования взаиморасчетов предприятий и энергосистем за компенсацию реактивной мощности. / Труды областной научн.-техн. конф. «Пути повышения эффективности использования тепловой и электрической энергии». – Винница: 1989. – с. 65-66.

89. Рогальский Б.С. Об экономическом стимулировании внедрения оптимальной компенсации реактивной мощности в электрических сетях потребителей. // Труды научн.-практ. конф. "Проблемы энергосбережения и эффективность экономики региона". - Ленинград: Ленинградск. обл. правл. ВЭО. - 1990. - С.50-51

90. Методика розрахунків плати за перетоки реактивної електроенергії між електропостачальною організацією та її споживачами // Промислова електроенергетика та електротехніка. Випуск 4. – 1998. – с.3-34.

91. Рогальский Б.С., Свiрiдiв М.П., Гур'янов В.В., Сосенко Н.Б. Пiдвищення ефективностi системи розрахункiв за реактивну енергiю мiж споживачами i енергопостачальними організацiями // Вiсник ВПi. – 2001. – №1. – С.36-41.

Навчальне видання

Броніслав Станіславович Рогальський

**КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ. МЕТОДИ
РОЗРАХУНКУ, СПОСОБИ ТА ТЕХНІЧНІ ЗАСОБИ УПРАВЛІННЯ**
I частина

Навчальний посібник

Оригінал-макет підготовлено автором

Редактор В.О. Дружиніна

Коректор Ю.І. Франко

Навчально-методичний відділ ВДТУ
Свідоцтво Держкомінформу України
серія ДК № 746 від 25. 12. 2001 р.
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95, ВДТУ

Підписано до друку 25. 12. 02р.
Формат 29,7 x 42¹/₄
Друк різнографічний
Наклад 100 прим.
Зам. № 2002 - 245

Гарнітура Times New Roman
Папір офсетний
Ум. друк. арк. 5

Віддруковано в комп'ютерному інформаційно-видавничому центрі
Вінницького державного технічного університету
Свідоцтво Держкомінформу України
серія ДК № 746 від 25. 12. 2001 р.
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95